



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

“DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA ÓPTIMA DE PARADA DE LA PLANTA DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA UBICADA EN EL BLOQUE 16 DE REPSOL PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO”

AUTOR: JORGE HERNÁN SÁNCHEZ MOROCHO

**Proyecto de Investigación, presentado ante el Instituto de Postgrado y Educación
Continua de la ESPOCH, como requisito parcial para la obtención del grado de
Magíster en:**

GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

RIOBAMBA - ECUADOR

2016



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

CERTIFICACIÓN:

EL TRIBUNAL DE TRABAJO DE TITULACIÓN CERTIFICA QUE:

El Proyecto de Investigación, titulado “**Determinación de la frecuencia óptima de parada de la planta de destilación atmosférica ubicada en el bloque 16 de Repsol para el mantenimiento preventivo.**”, de responsabilidad del Sr. Jorge Hernán Sánchez Morocho ha sido prolijamente revisado y se autoriza su presentación.

Tribunal:

Ing. M. Sc. Fernando Esparza

PRESIDENTE

FIRMA

Ing. M. Sc. Marco H. Santillán G.

DIRECTOR

FIRMA

Ing. M. Sc. Geovanny Novillo Andrade

MIEMBRO

FIRMA

Dr. José Antonio Granizo

MIEMBRO

FIRMA

COORDINADOR SISBIB ESPOCH

FIRMA

Riobamba, 2016

DERECHOS INTELECTUALES

Yo, Jorge Hernán Sánchez Morocho, declaro que soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en el presente Proyecto de Investigación, y que el patrimonio intelectual generado por la misma pertenece exclusivamente a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

FIRMA

No. 0602374613-3

DEDICATORIA

Lo **DEDICO** a mi **FAMILIA** de manera especial a mi **ESPOSA** Angelita por ser mi apoyo, por su amor, comprensión y sacrificio en todo momento, a mis **HIJAS** Fernanda, Valeria y para mi **HIJO** Hernán por ser mi motivación y fuerza para seguir adelante, por el tiempo que han sabido comprender y ser incondicionales, que me han ayudado a ver el lado positivo de las situaciones difíciles y ser mi aliento para seguir adelante; espero que tomen este logro como incentivo para alcanzar los suyos propios.

A mi **MADRE** que ha estado a mi lado, a mi **PADRE (+)** que a pesar de su partida, aún siento su gran **AMOR** y compañía.

Jorge Hernán

AGRADECIMIENTO

A **DIOS** por darme la vida, salud, sabiduría y la oportunidad de alcanzar esta meta trazada guiando mi camino siendo la luz que me conduce.

A mi **ESPOSA** por ser un pilar fundamental, por comprenderme y entenderme gracias por tu paciencia y mis **HIJAS** e **HIJO** por todo el amor y comprensión que han tenido durante este tiempo en los cuales me siento en deuda por no haber estado plenamente con ustedes por ello, estoy muy agradecido cada día de mi vida.

A mi **DIRECTOR** y **TUTORES** quienes compartieron desinteresadamente su conocimiento demostrando ser unas personas muy preparadas en varios campos del conocimiento y servir de guía, durante el proceso que ha llevado a realizar esta tesis, brindando el mejor esfuerzo y tiempo necesario para que este anhelo llegue a ser felizmente culminado.

Al Departamento de Ingeniería de Mantenimiento y de manera especial a la **JEFATURA** en la persona del Ing. Fernando Eguiguren y todo el personal que de una manera u otra me ha brindado su apoyo total y desinteresado para la culminación del proyecto, por la información entregada y requerida para este trabajo.

A **REPSOL S.A. ECUADOR** por brindarme la oportunidad y poner a disposición los recursos necesarios para la elaboración de este trabajo.

Jorge Hernán

CONTENIDO GENERAL

PORTADA

CERTIFICACIÓN

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE ANEXOS

RESUMEN

SUMMARY

CAPÍTULO I

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Problema de investigación.....	1
1.1.1	<i>Planteamiento del problema.</i>	<i>1</i>
1.1.2	<i>Formulación del problema.</i>	<i>3</i>
1.1.3	<i>Sistematización del problema.</i>	<i>3</i>
1.2	Justificación.....	4
1.3	Objetivos de la investigación.....	5
1.3.1	<i>Objetivo general.</i>	<i>5</i>
1.3.2	<i>Objetivos específicos.</i>	<i>5</i>
1.4	Hipótesis.....	6

CAPÍTULO II

2.	MARCO DE REFERENCIA	7
2.1	Antecedentes de la investigación.....	7
2.2	Fundamentos teóricos.....	9
2.3	Mantenimiento	10
2.3.1	<i>Indicadores de gestión de mantenimiento.....</i>	<i>10</i>
2.3.2	<i>Confiabilidad.....</i>	<i>10</i>
2.3.3	<i>Disponibilidad.</i>	<i>11</i>
2.3.4	<i>Mantenibilidad.</i>	<i>12</i>

2.4	Estrategias de mantenimiento	12
2.5	Inspección	14
2.5.1	<i>Tipos de inspección.</i>	14
2.5.2	<i>Frecuencia de inspección.</i>	15
2.5.3	<i>Diagnósticos de equipos</i>	16
2.6	Equipos estáticos	16
2.7	Mecanismo de degradación	16
2.7.1	<i>Tipos de mecanismo de degradación</i>	17
2.7.2	<i>Identificación de los mecanismos de degradación</i>	18
2.8	Tasa de corrosión (T.C)	20
2.9	Tiempo de vida remanente (Vr)	21
2.10	Inspección basada en riesgo RBI	22
2.10.1	<i>Probabilidad de falla.</i>	23
2.10.2	<i>Consecuencia de falla.</i>	23
2.10.3	<i>Análisis cualitativo</i>	24
2.10.3.1	<i>Cálculo de análisis de riesgo cualitativo en software Tzolkin.</i>	25
2.10.4	<i>Análisis semicuantitativo.</i>	28
2.10.4.1	<i>Cálculo de análisis de riesgo semicuantitativo en software Tzolkin.</i>	28
2.10.5	<i>Análisis cuantitativo</i>	34
2.10.6	<i>Evaluación del riesgo</i>	35
2.10.7	<i>Matriz de riesgo</i>	35
2.10.8	<i>Análisis de criticidad</i>	37
2.10.9	<i>Análisis de espesores</i>	38
2.11	Planta de destilación atmosférica “Topping”	40
2.12	Equipos estáticos de la planta “Topping”	40
2.13	Descripción de los equipos estáticos que operan en la planta “Topping”	41
2.13.1	<i>Intercambiadores de calor.</i>	41
2.13.2	<i>Horno.</i>	43
2.13.3	<i>Desalador.</i>	45
2.13.4	<i>Torre de destilación</i>	46
2.13.5	<i>Recipientes de proceso.</i>	47
2.14	Descripción general de la planta “Topping”	49

CAPÍTULO III

3.	MÉTODOS Y MATERIALES	52
3.1	Diagnóstico del estado técnico de los equipos estáticos de la planta “Topping”	52
3.2	Software de gestión de inspección & RBI Tzolkin	56
3.3	Desarrollo del Software de gestión de inspección & RBI Tzolkin.....	57
3.3.1	<i>Recopilación de la información.....</i>	<i>57</i>
3.3.2	<i>Segmentacion del activo.....</i>	<i>59</i>
3.3.3	<i>Definición de posibles mecanismos de daño activos.....</i>	<i>59</i>
3.3.4	<i>Análisis cualitativo de riesgo.</i>	<i>60</i>
3.3.5	<i>Análisis semicuantitativo de riesgo.</i>	<i>65</i>
3.3.6	<i>Planificación de inspecciones</i>	<i>67</i>
3.4	Determinación de la frecuencia de falla en la planta Topping.	70
3.4.1	<i>Procesamiento estadístico comprobación.</i>	<i>72</i>
3.5	Tendencia de curvas de eficiencia de los equipos estáticos.	74
3.5.1	<i>Eficiencia del desalador V-1.....</i>	<i>74</i>
3.5.2	<i>Eficiencia de la torre T-1.....</i>	<i>78</i>
3.5.3	<i>Eficiencia del aerofriador E-2 y E-3.</i>	<i>81</i>
3.5.4	<i>Aerofriador E-3.</i>	<i>83</i>
3.5.5	<i>Eficiencia de los intercambiadores de calor E1-A/B/C/D/E/F/G/H lado tubo y carcasa.....</i>	<i>85</i>
3.6	Histórico de sólidos presentes en equipos estáticos de la planta Topping	88

CAPÍTULO IV

4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	90
4.1	Evaluación de líneas de tendencia de la eficiencia de los equipos.	90
4.2	Determinación de la frecuencia óptima de parada de la planta “Topping” para su mantenimiento preventivo.	94

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1	Sistematización del problema.....	3
Tabla 1-2	Intervalos máximos de inspección para equipos estáticos.....	15
Tabla 2-2	Áreas de evaluación y puntajes máximos.....	30
Tabla 3-2	Costos por pérdidas económicas de los equipos estáticos.....	33
Tabla 4-2	Asignaciones de categoría de probabilidad.....	36
Tabla 5-2	Asignaciones de categoría de consecuencia.....	37
Tabla 6-2	Listado de equipo estático de la planta de destilación atmosférica.....	40
Tabla 1-3	Informe de estado de los equipos de la panta "Topping"	52
Tabla 2-3	Matriz de riesgo cualitativo de los equipos estáticos.....	62
Tabla 3-3	Matriz de riesgo cualitativo de los equipos estáticos.....	63
Tabla 4-3	Matriz de riesgo semicuantitativo de los equipos estáticos.....	66
Tabla 5-3	Categorización de efectividades de inspección.....	68
Tabla 6-3	Próximas inspecciones de los equipos estáticos analizados en el Tzolkin.....	69
Tabla 7-3	Resumen de los tiempos de mantenimiento y cálculo de la Confiabilidad.....	72
Tabla 8-3	Datos operativos para determinar la eficiencia del desalador V-1.....	75
Tabla 9-3	Datos operativos para determinar la eficiencia de la torre T-1.....	78
Tabla 10-3	Datos operativos para determinar la eficiencia de los aeroenfriadores E-2 y E-3 de la planta "Topping"	81
Tabla 11-3	Datos operativos para determinar la eficiencia de los Intercambiadores.....	85
Tabla 12-3	Históricos de los sólidos presentes en equipos estáticos en (kg.).....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-2	Tiempos de mantenimiento.....	11
Figura 2-2	Criterios para elegir la estrategia adecuada.....	13
Figura 3-2	Diagrama de implementación de RBI.....	23
Figura 4-2	Gerencia del Riesgo usando IBR.....	24
Figura 5-2	Análisis y evaluación del sistema de gestión de riesgo.....	29
Figura 6-2	Análisis y evaluación del sistema de gestión de riesgo.....	31
Figura 7-2	Matriz de riesgo cualitativa.....	35
Figura 8-2	Modelo básico de análisis de criticidad.....	38
Figura 9-2	Registro de medición de espesores de recipientes.....	39
Figura 10-2	Intercambiador de tubo y carcasa.....	41
Figura 11-2	Intercambiador enfriado por aire o aerofriador.....	42
Figura 12-2	Detalle de un intercambiador de placas.....	43
Figura 13-2	Horno de cabina.....	44
Figura 14-2	Esquema de funcionamiento del desalador electrostático.	46
Figura 15-2	Perfil de temperatura y contacto líquido/vapor en torre de destilación.....	47
Figura 16-2	Diagrama de flujo de proceso de la planta “Topping”.....	50
Figura 17-2	Esquema de proceso de la planta “Topping”.....	51
Figura 1-3	Página de inicio del software Tzolkin planificación de inspecciones.....	56
Figura 2-3	Software Tzolkin datos específicos del equipo.....	58
Figura 3-3	Taxonomía de unidades de segmentación.....	59
Figura 4-3	Formulario interactivo del análisis cualitativo probabilidad.	60
Figura 5-3	Formulario interactivo del análisis cualitativo consecuencia.....	61
Figura 6-3	Formulario interactivo de análisis de espesores.....	64
Figura 7-3	Reporte de espesores del software Tzolkin.	65
Figura 8-3	Análisis semicuantitativo de riesgo.....	66
Figura 9-3	Análisis semicuantitativo, planificación de inspecciones.....	67
Figura 10-3	Estructura funcional – SAP PM Repsol.....	71
Figura 11-3	Esquema de variables en el desalador V-1.....	75
Figura 12-3	Eficiencia del desalador V-1 año 2012.....	76

Figura 13-3	Eficiencia del desalador V-1 año 2013.....	77
Figura 14-3	Eficiencia del desalador V-1 año 2014.....	77
Figura 15-3	Eficiencia de la torre T-1 año 2012.	79
Figura 16-3	Eficiencia de la torre T-1 año 2013.....	80
Figura 17-3	Eficiencia de la torre T-1 año 2014.....	80
Figura 18-3	Eficiencia de condensación del E-2 año 2012.....	82
Figura 19-3	Eficiencia de condensación del E-2 año 2013.....	83
Figura 20-3	Eficiencia de condensación del E-2 año 2014.....	83
Figura 21-3	Eficiencia del enfriador E-3 año 2012.....	84
Figura 22-3	Eficiencia del enfriador E-3 año 2013.....	84
Figura 23-3	Eficiencia del enfriador E-3 año 2014.....	85
Figura 24-3	Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-A/B.....	86
Figura 25-3	Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-C/D.....	87
Figura 26-3	Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-E/F.....	87
Figura 27-3	Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-G/H.....	88
Figura 28-3	Históricos de sólidos en equipos estáticos de la planta “Topping” (kg.).....	89
Figura 1-4	Línea de regresión aerofriador E-2.....	90
Figura 2-4	Línea de regresión aerofriador E-3.....	91
Figura 3-4	Línea de regresión de la torre T-1.....	92
Figura 4-4	Línea de regresión del intercambiador de calor E1-C/D lado tubo.....	92
Figura 5-4	Línea de regresión del intercambiador de calor E-1E/F lado carcasa.....	93

SIMBOLOGÍA

bpd	Barril por día
mpy	Milésima de pulgadas por año
NaCl	Cloruro de sodio
MgCl₂	Cloruro de magnesio
CaCl₂	Cloruro de calcio
HCl	Cloruro de hidrógeno
H₂S	Sulfuro de hidrógeno

LISTA DE ABREVIACIONES

RBI	Inspección basada en riesgo (Risk based inspection)
API	Instituto Americano del Petróleo (American petroleum institute)
ISO	Organización Internacional de Normalización (International Organization for Standardization)
API RP 580	Práctica recomendada de inspección basada en riesgo (Risk based inspection).
API RP 581	Práctica recomendada de inspección basada en riesgo (Risk-based inspection technology).
API 510	Código de inspección de recipientes presurizados—inspección, reparación, alteración y recalibración (Pressure Vessel Inspection code)
API 570	Código de inspección de tubería— inspección, reparación, alteración y recalibración de sistemas de tubería en servicio (Piping inspection code inspection, repair, alteration, and rerating of in service piping systems)
API 571	Mecanismos de daño que afectan equipos fijos en la industria de refinación (Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry)
TOPPING	Planta de destilación atmosférica
ME	Medición de espesores
SAP PM	Sistema, aplicaciones y procesos módulo de mantenimiento de planta (System, applications and productos module maintenance plan)
RBM	Mantenimiento basado en el riesgo (Risk Based Maintenance)
RMA	Matriz de riesgo (Risk Matrix Assessment)
CTR	Centro Tecnológico Repsol
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National fire protection association)
NPF	Facilidad de Producción Norte
SPF	Facilidad de Producción Sur
SSFD	Locación Shushufindi
PPY	Locación Ponpeya
UT	Inspección por ultrasonido
T.C	Tasa de corrosión

AIT	temperatura de auto ignición del fluido
Tb	Temperatura de ebullición del fluido
SCC	Corrosión bajo tensión (Stress Corrosion Cracking)
CUI	Corrosión bajo aislamiento
DCS	Sistema de control distribuido
ISO 14224	Industrias de petróleo y gas natural -Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos (Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment)
SMMP	Proyecto de homogenización de gestión de mantenimiento
MTBF	Tiempo medio entre fallas (Mean time between failures)
MTTR	Tiempo medio para reparar (Mean time to repair)
MUT	Tiempo promedio en operación (Mean up time)
MCC	Mantenimiento centrado en confiabilidad

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A	Factor de estimación de la categoría probabilidad norma api 581 SGI manual de inspección basado en riesgo.
ANEXO B	Factores de estimacion de la categoria consecuencia norma API 581 SGI manual de inspeccion basado en riesgo.
ANEXO C	Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8].
ANEXO D	Criterios para definición de variables de probabilidad análisis semicuantitativo SGI manual de inspección basado en riesgo.
ANEXO E	Criterios para definición de variables de consecuencia SGI manual de inspección basado en riesgo.
ANEXO F	Informe del departamento de equipo estático.
ANEXO G	Tabla de “t-Student”

RESUMEN

Se determinó el tiempo óptimo de parada de la planta de destilación atmosférica para el mantenimiento preventivo total, debido a que actualmente se ejecuta en base a recomendación del fabricante. Se aplicó la metodología de la Inspección Basado en Riesgo (RBI) sustentada en la práctica recomendada por la norma API-RP-580, 581, garantizando la integridad mecánica de los equipos estáticos que intervienen en el proceso, caracterizando el riesgo asociado a los componentes sometidos a corrosión con base en el comportamiento históricos de fallas, características de diseño, condiciones de operación, fluidos, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales. El estudio cualitativo representa de una manera rápida la jerarquización del riesgo mediante la matriz entre los distintos equipos y con el análisis semicuantitativo que es un análisis de mayor profundidad permite cuantificar la tasa de corrosión y vida remanente, permitiéndonos determinar la frecuencia de inspección. Como complemento se realiza el estudio del histórico de fallas que influyen en la parada de la planta, determinando el tiempo medio entre fallas MTBF más significativa. Adicionalmente se determina la eficiencia de los equipos de mayor importancia para verificar como su desempeño afecta a la planta en función del tiempo. Del análisis realizado se determinó la frecuencia más óptima para el mantenimiento preventivo.

PALABRAS CLAVE: <INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO [RBI]>, <EQUIPO ESTÁTICO>, <ANÁLISIS CUALITATIVO>, <ANÁLISIS SEMICUANTITATIVO>, <FRECUENCIA MEDIA ENTRE FALLAS [MTBF]>, <EFICIENCIA>

SUMMARY

It was determined that the optimal time of shutdown atmospheric distillation plant for the total preventive maintenance, because of currently it runs in based of manufacturer's recommendation. It was explained the methodology of Inspection Based on Risks supported as recommended by the API-RP580/581 standard ensuring the mechanical integrity of static equipment involved in the process practice explained, characterizing the risk associated with the components subjected to corrosion based on the historical behavior of faults, design features, operating conditions, fluids, maintenance, inspection, and management policies. The qualitative study represents a rapidly nesting risk trough the matrix between different teams and with the semiquantitative analysis is a deeper analysis to quantify the rate of corrosion and remaining life, allowing us to determine the frequency of inspection. Like complement is performed the study of historic fault that influence plant shutdown by determining the mean time between failures MTBF more significant. Additionally the equipment efficiency is most important as determined to verify like its performance affects plant versus time. From the analysis of the optimum frequency for preventive maintenance was determined.

KEY WORDS: <RISK-BASED INSPECTION [RBI]> <EQUIPMENT STATIC>
<QUALITATIVE ANALYSIS> <SEMIQUANTITATIVE ANALYSIS> <MEDIA
FREQUENCY BETWEEN FAILURES [MTBF]> <EFFICIENCY>

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

REPSOL Ecuador S.A., es una empresa de exploración y producción de hidrocarburos, operadora del bloque 16 y 67 (Tivacuno) que dispone de una planta de destilación atmosférica “Topping” y requiere determinar la frecuencia óptima de parada de la planta para el mantenimiento preventivo con la finalidad de garantizar la demanda de producción de diésel requerido en la generación eléctrica.

1.1 Problema de investigación.

1.1.1 *Planteamiento del problema.*

REPSOL Ecuador S.A., para realizar todo el proceso de producción de petróleo hasta la entrega del crudo en la válvula del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) en Lago Agrio, requiere de energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de todos los equipos de superficie y equipos auxiliares.

La producción de crudo depende de la disponibilidad de energía que se puede generar en el bloque, siendo, la capacidad instalada en el bloque de aproximadamente 100 MW al día. Por lo que la energía eléctrica requerida es muy importante en la producción de petróleo, durante los 365 días del año, las 24 horas del día. Donde la demanda de diésel para las turbinas y el consumo interno en el bloque 16 y 67 es de un promedio de 1700 barriles de diésel diarios.

En la actualidad se presenta inconvenientes en establecer el tiempo para la ejecución del paro de planta de destilación atmosférica “Topping”, para el mantenimiento preventivo debido a que se ve obligada a establecer gastos basados en información incompleta, empírica, incierta o difusa.

En el proceso de la planta de destilación atmosférica, existen dos tipos de equipos: equipos rotativo y estático; se considera que los equipos rotativos disponen de respaldo (back up) lo cual permite solventar algún inconveniente de falla y proceder a su mantenimiento sin afectar a la producción de diésel por lo que no se considera para el presente estudio los equipos rotativos o equipos que disponen de su respaldo.

Con las normativas API RP 580 (Risk based inspection) y API RP 581 (Risk based inspection technology), es posible caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del histórico de fallas, mantenimiento, condiciones de operación, modos de degradación o deterioro y características de diseño, tomando en cuenta al mismo tiempo la efectividad y calidad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas.

La inspección basada en riesgo, prioriza y planifica las inspecciones, principalmente en la industria del petróleo y el gas. Este tipo de inspección analiza la programación de la probabilidad de falla y las consecuencias de la misma, con el fin de desarrollar el plan de inspección que ayudará a la empresa a la determinación de la frecuencia óptima del mantenimiento preventivo de la planta de destilación atmosférica “Topping”.

Para los equipos que no disponen de respaldo y que afectan a la operación normal de la planta e implica un paro total de la misma se cuenta con los registros o historial de mantenimiento que se recopilan en el programa “SAP PM” (Sistema, aplicaciones y procesos módulo mantenimiento de planta) desde 2014 y el programa Máximo 5.2 desde el año 2004 determinando el tiempo medio entre fallas factor a considerar en la determinación de la frecuencia de mantenimiento.

Adicionalmente la variación de la eficiencia de los diferentes equipos de la planta de destilación atmosférica “Topping” durante los últimos tres años antes de realizar el paro

total para el mantenimiento preventivo es un factor adicional a tomar en cuenta para la determinación de la frecuencia óptima de la parada para el mantenimiento preventivo.

1.1.2 *Formulación del problema.*

Partiendo de que el diésel es de vital importancia en la generación eléctrica para las turbinas y el consumo interno, en la producción de petróleo, se puede definir el problema actual que enfrenta la empresa:

¿Cómo determinar la frecuencia óptima para la realización del mantenimiento preventivo de la planta de destilación atmosférica de Repsol en el bloque 16 para evitar fallas inesperadas garantizando el abastecimiento de combustible e impidiendo un incremento de costo por tiempos muertos para la empresa?

1.1.3 *Sistematización del problema.*

Para la determinación de la frecuencia óptima de parada de la planta de destilación atmosférica “Topping” para el mantenimiento preventivo parte de una particularidad real, misma que se recopila en la base de datos del departamento de Ingeniería de Mantenimiento y mismos que se describen en la tabla 1-1.

Tabla 1-1. Sistematización del problema

Objetivos específicos	Variable	Definición conceptual	Definición operacional
Identificar las fallas más frecuentes que se presentan en la planta	Tiempo medio entre fallas	Condición no deseada que hace que el elemento no desempeñe una función para la cual existe	Conjunto de fallas operativas que afectan el buen funcionamiento de la planta
Determinar la tasa de corrosión de los equipos estáticos.	Milésima de pulgada por año (mpy)	El avance de la corrosión en un tiempo determinado del equipo	Mediante ensayos no destructivos que permiten detectar y evaluar

		estático	discontinuidades de materiales sin variar su actitud de servicio
Determinar el tiempo de vida remante de los equipos estáticos	Tiempo en años	Indica el tiempo que puede seguir operando el equipo en las condiciones actuales hasta que aparezca la falla	Relación del espesor actual con el requerido para la tasa de corrosión.
Determinar las tendencias de eficiencia de los equipos estáticos	Eficiencia con respecto al tiempo de los equipos	Extender líneas de eficiencia más allá de sus datos reales para ayudar a predecir valores futuros	Curvas de eficiencia operacional de los equipos estáticos
Determinación de los sólidos presentes en los equipos estáticos	Peso de sólidos que se retiran del mantenimiento	Presencia de sólidos que afecta la eficiencia del equipo estático	Disminución de operatividad por sólidos presentes en los equipos

Elaborado por: Sánchez Morocho, Jorge. 2015

1.2 Justificación.

Para los equipos estáticos, se lo realizará a través de la aplicación de la Metodología de la Inspección Basada en Riesgo (RBI) con el software “Tzolkin” que se dispone en Repsol S.A., misma que suministrará la fecha de la próxima inspección bajo las condiciones reales en las cuales se trabaja. Donde se determinará el o los equipos que tienen mayor impacto de acuerdo a un criterio denominado “Criticidad”, creando una estructura que facilitará la toma de decisiones y el direccionamiento del esfuerzos y los recursos hacia las tareas de mantenimiento en estos equipos para máxima disponibilidad de la misma.

La planta de destilación atmosférica del bloque 16 cuenta con equipos estáticos y dinámicos, los registros de los informes de mantenimiento realizados se recopilan en el programa “SAP PM” (Sistema, aplicaciones y procesos módulo de mantenimiento de planta) a partir de septiembre del año 2014 y de años anteriores en el programa Máximo 5.2 administrado por el Departamento de Ingeniería de Mantenimiento, siendo importante la información para el análisis de la cantidad de fallas, el tiempo medio entre fallas en un determinado periodo y mediante la evaluación se podrá ver el comportamiento de los diferentes equipos de que se dispone.

Esta información será definitorio o un complemento para determinar la frecuencia óptima de parada para el mantenimiento preventivo de la planta “Topping”, como el análisis de la variación en la producción de la eficiencia de los mismos en función del tiempo de funcionamiento.

El proyecto se ejecutará con un estudio de la información de campo obtenida de la planta “Topping” de Repsol S.A. cuya base de datos se empleará en el análisis de los equipos, garantizando que la muestra sea significativa e importante y que el estudio arroje los resultados más cercanos a la realidad de manera que las decisiones a tomar, según las conclusiones, sean las más acertadas y que los resultados sean válidos en la práctica garantizando el abastecimiento normal de combustible para cubrir con la demanda requerida en la generación eléctrica a fin de evitar pérdidas económicas.

1.3 Objetivos de la investigación.

1.3.1 *Objetivo general.*

Determinar la frecuencia óptima de parada de la planta de destilación atmosférica ubicada en el bloque 16 de Repsol para el mantenimiento preventivo.

1.3.2 *Objetivos específicos.*

Analizar el equipo estático fundamentado en el estudio de la inspección basado en riesgo (RBI-Software Tzolkin).

Determinar los equipos estáticos de mayor criticidad en la operación y cuantificar el nivel de riesgo individual.

Identificar los eventos, frecuencias, fallas asociadas a los equipos que afectan para un paro total de planta.

Determinar la variación de la eficiencia de los equipos en función del tiempo.

Analizar el historial de inspecciones y determinar las condiciones del mantenimiento actual de los equipos estáticos realizados.

1.4 Hipótesis

El análisis de las fallas más frecuentes y las causas que lo generan en la planta de destilación atmosférica en el bloque 16 de Repsol, permite determinar que la frecuencia de 12 meses empleada para su mantenimiento preventivo no es la óptima.

Variable dependiente:

Tiempo de parada óptima de la planta de destilación atmosférica de Repsol.

Variable independiente:

Identificación de fallas más frecuentes.

Eficiencia de los equipos.

CAPÍTULO II

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 Antecedentes de la investigación.

REPSOL S.A., en el año 2013 realizó la implementación RBI API RP 580, que consiste en un estudio para definir los planes de control de riesgo para los equipos estáticos y tuberías aéreas del Bloque-16 de las facilidades SPF/NPF/PPY/SSFD en base a los resultados de los análisis de riesgos basados en API RP 580 y la norma de gestión del riesgo de seguridad y medio ambiente en activos industriales 353-NO030MG. Con la finalidad de establecer medidas preventivas a las consecuencias que se pueden alcanzar al presentar la falla funcional del activo, emitir recomendaciones encaminadas a mitigar y/o controlar el nivel de riesgo de los activos de tal forma que se alcancen niveles óptimos de riesgo para la operación, seguridad de las personas y medio ambiente en el año 2013. (SGI REPSOL ECUADOR, 2015)

MENA Jorfrank, en su trabajo investigativo de grado “Elaboración de estrategias de inspección y mantenimiento para equipos estáticos basadas en riesgo” desarrolla estrategias de inspección de los equipos estáticos que operan en la planta de generación de vapor para que sugieran acciones de mantenimiento oportunas y efectivas según el nivel de riesgo. Para lograr lo propuesto parte del diagnóstico actualizado de los equipos, identificando los mecanismos de degradación, adicionalmente se estimó el riesgo para cada equipo utilizando el software API-RBI y se generó la matriz de riesgo obteniéndose que de la población total de 15 equipos, 8 (53%) se encuentran en riesgo medio-alto, 5 (33%) en riesgo medio y 2 (13%) riesgo bajo (Mena, 2010, p. 157).

CHERSIA Alejandra, en su Trabajo de grado. "Elaboración de planes de mantenimiento basados en riesgo de equipos estáticos en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo" en el año 2009, ejecutó una investigación en la refinería puerto la Cruz-Edo, Anzoátegui de la Unidad de Destilación DA-1; a objeto de realizar un seguimiento efectivo del deterioro de éstos y adaptar las acciones de mantenimiento al nivel de riesgo asociado a sus condiciones de operación; administrando así, el tiempo y los costos durante las paradas programadas de la planta, partiendo de la información de diagnóstico del estado de los equipos estudiados, según la data histórica, diseño y operación, determinando los mecanismos de degradación potenciales que influyen en el deterioro. Se utiliza el software API-RBI versión 3.3.3 en el cual se estima la probabilidad y consecuencia de falla de cada equipo emitiendo resultados de los análisis cuantitativa y cualitativa a través de la matriz de riesgo obteniéndose que de la población total de 37 equipos el 7 (19%) se encuentra en alto riesgo, 16 (43%) en riesgo medio-alto, 10 (27%) en riesgo medio y 4 (11%) en riesgo bajo (Chersia, 2009, p. 149).

RODRÍGUEZ Miguel, en su Trabajo de grado "Estudio del mantenimiento de los equipos críticos de un sistema de deshidratación de gas natural (basado en MCC)", desarrolla el proyecto investigativo en un sistema de deshidratación con trietilenglicol de la planta de extracción San Joaquín, PDVSA-GAS para establecer requerimientos de mantenimientos basados en confiabilidad operacional, de manera de comenzar a impulsar en la empresa una conducta de mantenimiento de clase mundial, involucrando a la confiabilidad de los equipos como el parámetro fundamental para la evaluación de la gestión de mantenimiento. En este sentido, se comenzó por clasificar los equipos en dos grupos, (equipos estáticos y equipos dinámicos) con la finalidad de aplicar el mayor provecho de la información obtenida, dando como resultado la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC), como la que mejor describe a los equipos dinámicos, y la de Inspecciones Basadas en Riesgo (RBI), para el estudio de los equipos estáticos (Rodríguez, 2002, p. 139).

2.2 Fundamentos teóricos

Con el paso del tiempo, la industria ha evolucionado y, con ella, también el mantenimiento. En un principio, los equipos se operaban a rotura (mantenimiento reactivo); luego se pasó al mantenimiento preventivo, es decir que la inspección se realizaba a todos los equipos en intervalos regulares de tiempo, con lo cual no se optimizaban tiempo ni recursos.

Posteriormente, surgieron las prácticas recomendadas API 510 (Pressure vessel inspection code), API 570 (Piping inspection code inspection, repair, alteration, and rerating of in service piping systems) API RP 653 (Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction), las cuales establecen frecuencias de inspección para los diferentes tipos de equipos según su operación y porcentaje de vida útil, es decir, una frecuencia de inspección basada en consecuencias.

A principios del año 2000, aparecen las API RP 580/581, que presentan los lineamientos generales de la Inspección Basada en Riesgo (RBI). Ambas herramientas resultan de gran utilidad para la industria en la actualidad, donde los recursos, tanto económicos como humanos, son una variable fundamental a tener en cuenta, ya que la tendencia es mejorar la confiabilidad sin desestimar la seguridad. Este documento (API RP 580/581) proporciona la metodología necesaria para (Casariego V. Welti E.& Solari M., 2014, p. 93):

- Establecer un ranking de riesgo de los equipos de una planta, con el fin de poner la mayor atención en aquellos de mayor riesgo.
- Estudiar metódicamente la susceptibilidad de los equipos a los diferentes tipos de daño (corrosión, cambios metalúrgicos por operación, fragilización, etcétera).
- Establecer las actividades de inspección (frecuencias, tipos y extensiones) orientadas a determinar la existencia de dichos daños.

2.3 Mantenimiento

Según la norma europea EN 13306:2001 elaborada por el Comité Técnico CEN/TC 319 Mantenimiento, tiene el objetivo definir los términos genéricos usados en todos los tipos de mantenimiento y en la gestión de mantenimiento y define:

Mantenimiento: “Combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión, durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida. (UNE-EN 13306, 2001)

2.3.1 Indicadores de gestión de mantenimiento

Los índices de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad surgen de la necesidad de controlar la función de mantenimiento, para lo cual, es necesario controlar variables como: Tiempo fuera de servicio por fallas, tiempo medio entre fallas, capacidad productiva de los equipos, etc. En este sentido, se definieron los siguientes indicadores, capaces de medir las variables mencionadas.

La confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas, fundamentadas en cálculos matemáticos, estadísticos y probabilísticos que tiene el mantenimiento para su análisis.

2.3.2 Confiabilidad.

Es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado (Jimenez, 2011).

$$Co = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Ecuación 1

Dónde:

$C_o =$ Confiabilidad.

MTBF = Tiempo medio entre fallas (Mean time between failures). Es el tiempo promedio entre fallas.

MTTR = Tiempo medio para reparar (Mean time to repair): Es el tiempo promedio para reparar.

2.3.3 Disponibilidad.

Es la capacidad de un activo o componente para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones dadas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado (Jimenez, 2011).

$$Do = \frac{MUT}{MUT + MTTR}$$

Ecuación 2

Dónde:

MUT = Tiempo promedio en operación (Mean up time): Es el tiempo promedio para fallar.

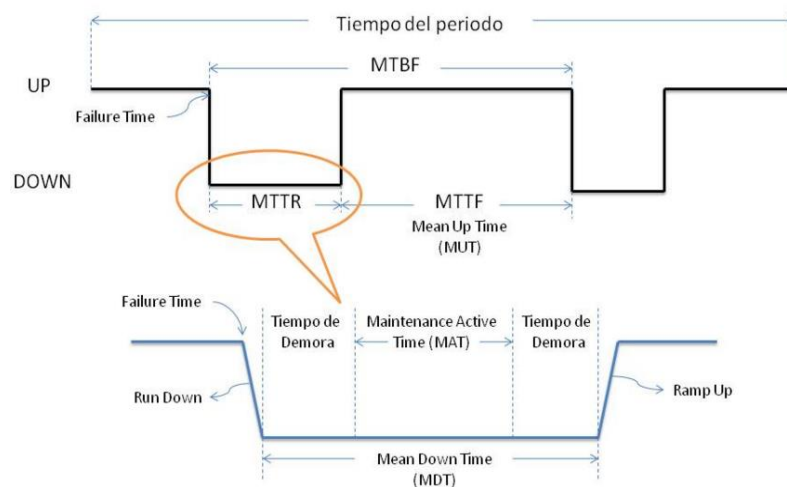


Figura 1-2. Tiempos de mantenimiento

Fuente. Jimenez Alirio, 2011.

2.3.4 *Mantenibilidad.*

Es definida como la capacidad (o probabilidad si hablamos en términos estadísticos), bajo condiciones dadas, que tiene un activo o componente de ser mantenido o restaurado en un periodo de tiempo dado a un estado donde sea capaz de realizar su función original nuevamente, cuando el mantenimiento ha sido realizado bajo condiciones prescritas, con procedimientos y medios adecuados (Jimenez, 2011).

2.4 Estrategias de mantenimiento

Una estrategia de mantenimiento define el tipo y operación de mantenimiento que resulte más conveniente para mantener o restablecer el funcionamiento de cualquier activo físico. Las mejores estrategias de mantenimiento combinan los distintos tipos de mantenimiento en proporciones determinadas, y permiten responder adecuadamente a las necesidades de un equipo concreto.

Básicamente se trata de combinar los tipos de mantenimiento con la optimización de gastos y específicamente para cada caso (Gerhard, 2012).

Al contemplar las principales estrategias de mantenimiento surgen las siguientes preguntas:

- ¿Qué estrategia es la más adecuada para la empresa?
- ¿Cuándo se debe aplicar una estrategia determinada?

Aparte de las estrategias estándar de mantenimiento citadas, en las empresas se están implementando cada vez más estrategias de carácter innovador como por ejemplo.

- Mantenimiento basado en el riesgo RBM (Risk Based Maintenance) o RMA Risk Matrix Assessment = Matriz de riesgo

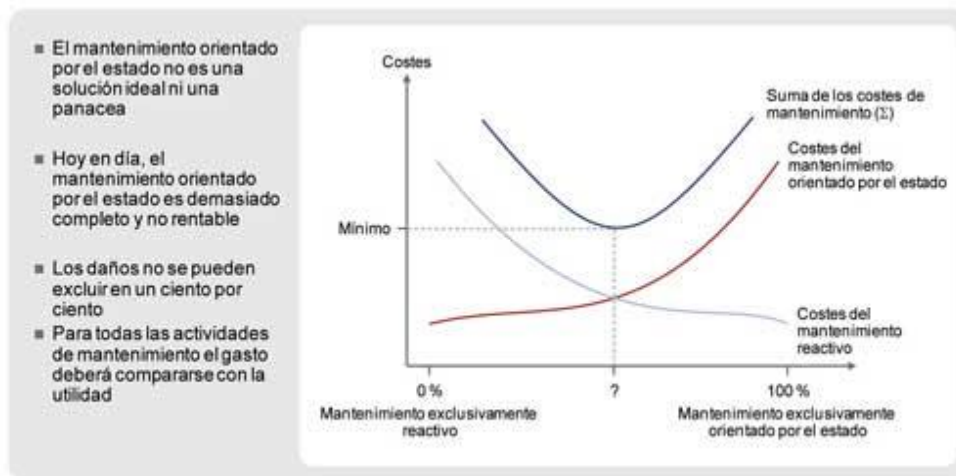


Figura 2-1. Criterios para elegir la estrategia adecuada

Fuente. Gerhard Stamm, 2012

El mantenimiento basado en el riesgo es un procedimiento destinado a reducir el gasto de mantenimiento, cumpliendo a la vez un nivel de seguridad determinado. Este método sirve para determinar y priorizar los riesgos de una eventual parada de la instalación. El objetivo es establecer medidas e intervalos de mantenimiento eficaces con el fin de minimizar el riesgo de parada de la instalación.

Deberán tratarse de forma prioritaria aquellas instalaciones o grupos constructivos con mayor riesgo. Antes de tomar una decisión y valorar el riesgo deben tenerse en cuenta las siguientes cuestiones:

- ¿Qué riesgo existe de que se produzca una parada?
- ¿Cómo se puede reducir o neutralizar el riesgo?
- ¿Qué consecuencias económicas cabe esperar?
- ¿Qué riesgo existe para el ser humano y el medio ambiente?
- ¿Qué despliegue, humano/financiero, se requiere para reducir o neutralizar el riesgo?

Y de todo ello se deriva la pregunta final:

- ¿Qué riesgos se debe/se pueden aceptar?

2.5 Inspección

Es una actividad de mantenimiento que consiste en revisar un equipo o parte de él a fin de determinar el estado en que se encuentra para verificar la magnitud o condición de algún parámetro funcional. Los objetivos que se persiguen con la realización de inspecciones son los siguientes:

- Detectar anomalías para ordenar su reparación antes de que causen daños mayores.
- Si se aprecia que algún elemento se encuentra en condiciones de fallo, estimar el tiempo útil de vida hasta la aparición de fallo, con el fin de prever su reparación o reemplazo.
- Saber el avance del deterioro de los elementos mecánicos para definir el momento más oportuno de su reemplazo, tratando de aprovechar al máximo la vida útil.

Sin embargo, no existe fórmula mágica para determinar con exactitud cuáles deben ser los equipos a inspeccionar, cuáles los elementos a examinar, qué parámetros funcionales son los más significativos y dónde deben medirse. Por lo que es preciso que el estudio previo a la implantación del plan de mantenimiento se haga con la máxima rigurosidad, de modo que la solución finalmente adoptada satisfaga las condiciones requeridas en cuanto a la seguridad de las personas e instalaciones, rentabilidad económica y respeto al medio ambiente (Gómez, 1998, p. 34).

2.5.1 Tipos de inspección.

En cuanto a la forma de efectuarse la inspección se considera de dos tipos:

- Inspección especial: se caracteriza por efectuarse con el equipo fuera de operación
- Inspección rutinaria: se caracteriza por efectuarse con el equipo en operación.

2.5.2 Frecuencia de inspección.

El criterio para determinar el periodo, en cada caso, dependerá de la experiencia concreta en cuánto a la evolución temporal de los parámetros funcionales examinados (desgaste de las superficies, oxidación, suciedad, niveles de vibración, ruido, nivel de lubricación, etcétera).

En aquellos equipos en los que la evolución hacia el fallo se produce normalmente de una forma gradual, los periodos serán mayores que en aquellos casos en los que la evolución hacia el fallo se produce en poco tiempo.

En cualquier caso, el criterio general a aplicar es que el periodo entre inspecciones (o rutas de medida) debe ser netamente inferior al tiempo de evolución desde la aparición de un defecto hasta que sobreviene el fallo.

El “intervalo máximo de inspección” recomendado según (Chersia, 2009, p. 28) para equipos estáticos se resume en la tabla 1-2.

Tabla 1-2. Intervalos máximos de inspección para equipos estáticos

Equipo	Mayor inicial	Intermedia	Inspección mayor		
			Clase 1	Clase 2	Clase 3
Recipientes a presión	18 meses	3 años	c/parada o 3 años	7 años	10 años
Intercambiadores	18 meses	3 años	c/parada o 3 años	7 años	10 años
Calentadores a fuego	18 meses	3 años	c/parada o 3 años		
Tanques de almacenamiento	10 años	3 años	10 años	15 años	
Tanques de almacenamiento de químicos	18 meses	2 años	3 años	5 años	
Sistemas de tuberías	3 años		3 años	6 años	
Válvulas de seguridad	2 años		3 años	3 años	3 años

Fuente. Chersia Alejandra, 2009

2.5.3 *Diagnósticos de equipos.*

Es el proceso que permite caracterizar el estado actual de equipos, sistemas y/o procesos, mediante el análisis del historial de fallas, los datos técnicos y de condición, con la finalidad de identificar acciones de mantenimiento proactivas que puedan efectivamente reducir costos a través de la sistemática reducción de la ocurrencia de fallas con eventos no deseados y minimizar su impacto. Lo cual sirve para aumentar la confiabilidad operacional del equipo de estudio y determinar periodos de inspección programados y en qué momento es prudente hacer una reposición (Chersia, 2009, p. 29).

2.6 Equipos estáticos

Son todos aquellos equipos de proceso, tanques, recipientes y líneas, que manejan, contienen o transportan fluidos presurizados y no presurizados. Estos equipos constituyen uno de los elementos más críticos en las instalaciones petroleras, debido a la importancia del servicio que desempeñan y por presentar un posible riesgo de falla catastrófica (Chersia, 2009, p. 30). Los equipos estáticos se asocian a bajas frecuencias de fallas y altas consecuencias de fallas.

2.7 Mecanismo de degradación

La monitorización de la salud estructural (equipos) consiste en la implementación de estrategias de detección y caracterización de daños en estructuras, entendiendo daños como cambios en las propiedades geométricas o de los materiales utilizados.

El envejecimiento de los equipos debido a los mecanismos de degradación asociados al entorno de operación juega un papel fundamental cuando la vida esperada es larga o el entorno es muy agresivo. Las cargas y daños detectados por sensores ofrecen datos de

entrada a procesos matemáticos que permiten cuantificar la vida útil restante del equipo (Centro Tecnológico de Componentes, 2013).

En la actualidad, la gran mayoría de los equipos empleados en la industria petrolera son fabricados de acero al carbono, debido a que el flujo no corroe este tipo de acero a temperaturas no superiores a los 450°F (230°C), excepto en los sistemas de sobre-cabezales o domos de destilación flash y de la columna atmosférica.

Cuando este rango de temperaturas es sobrepasado se manifiesta en gran medida los problemas de ataque con azufre y ácido nafténico.

El crudo está constituido por diferentes compuestos químicos e impurezas, las cuales pueden causar un grado amplio de corrosión dependiendo de las condiciones de operación de la unidad de crudo; este tipo de impurezas pueden ser sales inorgánicas cloruro de sodio [NaCl], cloruro de magnesio [MgCl₂] y cloruro de calcio [CaCl₂], ácidos orgánicos, compuestos de azufre y cloruros orgánicos.

Las sales empleadas al precalentarse comienzan a hidrolizarse formando vapores de cloruro de hidrógeno [HCl] los cuales al solubilizarse en agua se disuelve en el agua condensada para formar ácido clorhídrico [HCl], el cual es altamente corrosivo causando severos problemas en el domo de la columna, en los condensadores y la línea del sobre-cabezal (Rodrigo & Velásquez, 2013, p. 66).

2.7.1 Tipos de mecanismo de degradación.

Los mecanismos de degradación o corrosión presentes en una planta dependen del tipo de proceso que se maneja en ella. En plantas de destilación atmosférica, específicamente en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento los mecanismos más comunes se describen a continuación (Chersia, 2009, p. 32):

- Corrosión-erosión: la erosión es la aceleración de la remoción mecánica de la superficie del material como resultado del movimiento relativo entre sólidos,

líquidos, vapor u otra combinación de éstos. La corrosión-erosión es una descripción del daño que ocurre cuando la erosión contribuye a la corrosión por la remoción de capas o películas protectoras, o a la exposición de la superficie del metal a mayor corrosión bajo la acción combinada de la corrosión-erosión.

- Sulfidación a altas temperaturas: es la corrosión de los aceros al carbono y otras aleaciones como resultado de su reacción con compuestos de azufre en ambientes de altas temperaturas. La sulfidación se inicia a temperaturas superiores a 350 ° F (177°C) y es causada en gran medida por el sulfuro de hidrógeno [H₂S] y otras especies con azufre.
- Corrosión por ácidos nafténicos: es el ataque de aceros aleados por ácidos orgánicos que se condensan en un rango de temperaturas de 350 °F a 750 °F. Se produce principalmente en unidades de crudo, y en unidades de proceso que manejan determinadas fracciones o cortes que poseen ácidos nafténicos.
- Corrosión por ácido hidrociorhídrico: los daños en las refinerías debido a este mecanismo están frecuentemente asociados a los puntos de rocío corrosivos que contienen vapores de agua y cloruro de hidrógeno condensado de un flujo de destilación, fraccionamiento o despojo en la cima de la torre. Este mecanismo se activa a temperaturas menores a 400° F.
- Oxidación a altas temperaturas: el oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a elevadas temperaturas convirtiendo el metal en óxido. Se hace efectiva alrededor de los 1000 ° F (538 °C). Este tipo de mecanismo de degradación es muy común en intercambiadores de calor, calderas, hornos y otros equipos de combustión que operan a altas temperaturas.

2.7.2 *Identificación de los mecanismos de degradación.*

Para evaluar el daño del material y de la vida residual de las componentes se han desarrollado técnicas y metodologías de evaluación, atendiendo a: (Herrera & Sendoya , 2007).

- La ausencia de probetas representativas;
- Su potencialidad para ser aplicada durante las inspecciones de forma no destructiva,
- La diversidad de mecanismos posibles, los que muchas veces actúan simultáneamente;
- La escasez de datos sobre las distintas variables del medio durante la historia de funcionamiento de los componente;

Para satisfacer las condiciones anteriores se ha trabajado en tres direcciones fundamentales.

La primera, agrupa métodos experimentales que implican la medición de determinadas características de la microestructura, o bien de propiedades mecánicas y físicas del material. En la segunda se desarrollan métodos analíticos, entre los que se destacan los basados en la mecánica de fractura. Por último se aplican metodologías derivadas de la combinación de las dos primeras.

Los factores de daño presentes en la planta que se fundamenta de los informes son (Tzolkín Manual, 2013, p. 66):

Factor de daño por corrosión atmosférica. Se aplica para equipos expuestos a la intemperie, con algún tipo de recubrimiento y que no posean ningún tipo de aislación. Existen condiciones específicas de exposición, para lo cual se recomienda acceder a la API RP 581/571 para más detalles. Ciertos datos son extraídos automáticamente de la base de datos cargada, mientras que existen otros que deben rellenarse según criterios establecidos o según las condiciones particulares del equipo y del ambiente. En velocidad de corrosión debe elegirse la que se desee aplicar.

Factor de daño por fisuración por sulfhídrico (SCC). Se aplica para equipos expuestos a ciertos fluidos que exhiban, a través de un análisis de fluidos o cromatográfico, porcentajes relevantes. Existen condiciones específicas de exposición, para lo cual se recomienda acceder a la API 581/571 para más detalles. En este módulo se debe identificar la severidad del tipo de daño. Para ello se accede al archivo adjunto el cual permite obtener un nivel de severidad según los lineamientos de API 581. Una vez identificada, se selecciona la opción obtenida para finalizar. La SCC se define como

agrietamiento de metal bajo la acción combinada de tensiones tracción y la corrosión en presencia de agua y H₂S. SCC es una forma de fisuración bajo tensiones por hidrógeno resultante de la absorción del hidrógeno atómico que se produce por el proceso de corrosión por sulfuro en las superficies metálicas.

Factor de daño por adelgazamiento interno. Se aplica para equipos expuestos a diferentes mecanismos corrosivos asociados al fluido y sus posibles condiciones, ya sea si es tratado, transportado o almacenado. Existen condiciones específicas de exposición, para lo cual se recomienda acceder a la API 581/571 para más detalles. Sólo uno de los datos de velocidad de corrosión proviene del módulo de análisis de espesores. Ciertos campos solo son aplicables para tanques atmosféricos

Factor de daño por corrosión bajo aislación (CUI). Se aplica para equipos expuestos a la intemperie, con o sin recubrimiento y que posean algún tipo de aislación.

Existen condiciones específicas de exposición, para lo cual se recomienda acceder a la API 581/571 para más detalles.

Factor de daño por creep- Se aplica para equipos que poseen componentes expuestos altas temperaturas. Existen condiciones específicas de exposición, para lo cual se recomienda acceder a la API 581/571 para más detalles.

2.8 Tasa de corrosión (T.C)

La tasa de corrosión es la velocidad con que el espesor de una pieza estructural disminuye. En los recipientes y tuberías, estas tasas de corrosión, se pueden deducir de las mediciones periódicas del espesor de pared. Si el espesor inicial es E₀ y el espesor medido después de N años es E_f, la tasa de corrosión será (Chersia, 2009, p. 34):

$$T.C = \frac{E_0 - E_f}{N}$$

Ecuación 3

Las tasas de corrosión se pueden expresar de distintas formas, pero la mejor forma es en milésima de pulgadas por año (mpy) o en milímetros por año (mm/año).

2.9 Tiempo de vida remanente (V_r)

Indica el tiempo que puede seguir operando el equipo en las condiciones actuales hasta que aparezca la falla.

$$V_r = \frac{E_f - E_{req}}{T.C} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

V_r = Vida remanente en años

E_f = Espesor final

E_{req} = Espesor requerido

$T.C$ = Tasa de corrosión

Variables que influyen en la velocidad del deterioro.

La corrosión definida como el deterioro de los materiales, por el medio en que son usados, depende de una infinidad de variables que podemos agruparlas en factores inherentes del material y al medio corrosivo (Alarcón & Trostel, 2012).

Factores de tipo metalúrgico:

- Naturaleza del material o de la aleación
- Presencia de inclusiones en la superficie
- Homogeneidad de su estructura
- Tratamientos técnicos
- Tensiones residuales
- Grietas, entalladuras o defectos superficiales
- Incrustaciones de óxidos, en depósitos continuos, semiporosos y porosos

Factores del medio ambiente.

- Temperatura
- Naturaleza del medio corrosivo (líquido, gases, sales fundidos, suelo, etcétera.)
- Concentración de oxígeno
- PH
- Presencia de humedad
- Presencia de contaminantes
- Concentración del principal agente agresivo
- Tensiones aplicadas al material (compresión, tracción, cíclicos, etcétera)

Para analizar el efecto del daño producido en servicio y la inspección en la probabilidad de la falla se deben ejecutar los siguientes pasos (Materán, Rojas, Gutierrez & Hernandez, 2014, p. 8):

- Determinar la velocidad y severidad del daño.
- Determinar el nivel de confianza en la severidad de los daños.
- Determinar la eficacia de los programas de inspección.
- Calcular los factores de daño.
- Calcular el factor de daño total para todos los mecanismos de daño.
- Calcular el efecto del programa de inspección en el mejoramiento del nivel de determinación de los daños.
- Calcular la probabilidad de que un nivel dado de daño excederá la tolerancia del daño del equipo resultando en una falla.

2.10 Inspección basada en riesgo RBI

La Inspección Basada en Riesgo es una práctica específicamente relacionada con el control de riesgo en los equipos fijos y tuberías, particularmente en el ambiente hidrocarburiífero. Como todos los análisis de riesgo, el RBI implica el cálculo de probabilidades de falla y modelaje de las consecuencias de la misma.

2.10.1 Probabilidad de falla.

Es una medida en que un evento es probable que se produzca dentro de un plazo que se examina. La probabilidad puede estar relacionada con un largo plazo de frecuencia relativa de ocurrencia o de un grado de convicción de que un evento ocurra. Para un alto grado de creencia, la probabilidad es cerca de uno (Mena, 2010, p. 39).

2.10.2 Consecuencia de falla.

Se refiere al resultado generado por la ocurrencia de un evento. Puede existir uno o más consecuencias por un evento. Las consecuencias pueden ir desde positivo a negativo, sin embargo, las consecuencias son siempre negativas para los aspectos de seguridad y éstas pueden ser expresadas de forma cuantitativa o cualitativa (Mena, 2010, p. 39).

En la figura 3-2 se muestra el proceso de implementación de la técnica de la inspección basada en riesgo. El ciclo comienza con la recolección de datos y, luego de la implementación de acciones de mitigación y reevaluación, el análisis debe repetirse (Rubertis & Rivas, 2012, p. 53).

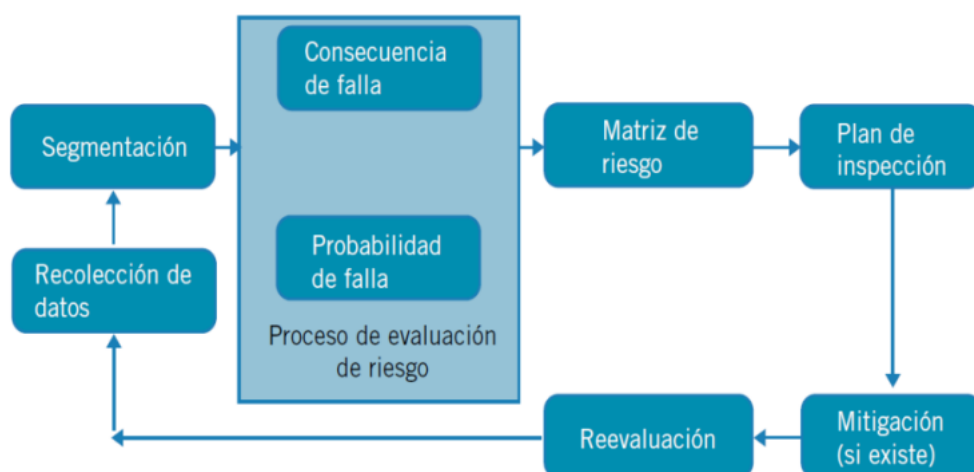


Figura 3-2. Diagrama de implementación de RBI

Fuente. Rubertis E. & Rivas A., 2012

Las curvas características que muestran la reducción de riesgo que puede esperarse cuando se aumenta el grado y la frecuencia de inspección con la metodología RBI (Mena, 2010, p. 46) se observa en la figura 4-2.

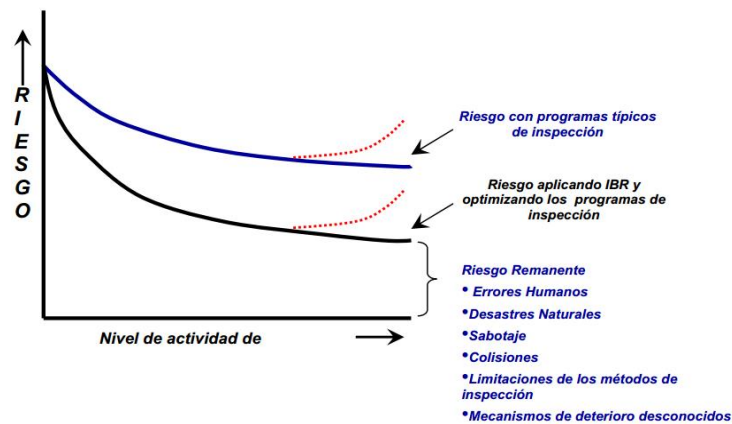


Figura 4-2. Gerencia del Riesgo usando IBR.

Fuente. Mena, Jorfrank, 2010.

Para el cálculo de los eventos de falla, el RBI provee una metodología que considera los siguientes criterios (Materán, Rojas, Gutierrez & Hernandez, 2014, p. 3):

- Espesor remanente
- Tasa de corrosión
- Calidad / frecuencia de inspección.

En el modelaje de las consecuencias, la metodología RBI considera lo siguiente:

- Tipo de fluido.
- Sistemas de mitigación existentes.
- Inventario de producto (volumen).

2.10.3 Análisis cualitativo.

El análisis cualitativo requiere la entrada de datos sobre la base de información descriptiva utilizando criterios de ingeniería y la experiencia como base para analizar la probabilidad y la consecuencia de falla.

Las entradas se dan a menudo en rangos de datos en lugar de valores discretos. Los resultados se suelen dar en términos cualitativos como alta, media y baja, aunque los valores numéricos pueden estar asociados con estas categorías.

2.10.3.1 *Cálculo de análisis de riesgo cualitativo en software Tzolkín.*

El análisis cualitativo de riesgo permite discriminar los equipos más críticos dentro de la planta y, por tanto, enfocar herramientas de análisis más específicos para estos. El análisis se divide en dos partes, la evaluación de probabilidad y la estimación de consecuencia. Ambos ítems determinarán la ubicación del equipo evaluado dentro de una matriz de riesgo. Los factores utilizados en cada ítem corresponden a los implementados por la API RP 580.

Categoría de probabilidad para equipos estáticos. La categoría de probabilidad es estimada en base al resultado de la suma de los sub-factores que afectan la probabilidad de fuga del producto (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 25).

$$EF+DF+IF+CCF+PF+MDF= \text{Factor total de probabilidad de falla} \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

EF, Factor de equipamiento: Es un factor basado en el tipo de equipo analizado. Este factor está correlacionado con las frecuencias de fallas genéricas de cada tipo de equipo.

DF, Factor de daño: Es una medida del riesgo asociado con los mecanismos de daño potencialmente activos en los equipamientos. Este sub-factor puede tener un valor máximo de 20.

IF, Factor de inspección: Provee una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su capacidad para identificar los mecanismos de daño activos en cada equipo. Se emplea como base la revisión de los informes de inspección y mantenimiento.

CCF, Factor de condición: Da cuenta de la condición física de cada equipamiento analizado desde una perspectiva de mantenimiento. Toma en cuenta la condición del equipo, calidad de diseño y construcción del equipo, y la efectividad del programa de mantenimiento, este valor debe asignarse luego de una inspección visual de cada equipo o tubería a evaluar.

PF, Factor de proceso: Es una medida de las potenciales operaciones anormales o condiciones inesperadas que conducen a una pérdida de control. Tiene en cuenta el número de paradas de planta o interrupciones del proceso (planeadas o no planeadas), la estabilidad del proceso, el tipo de servicio y los dispositivos de protección.

MDF, Factor de diseño mecánico: Mide el factor de seguridad dentro del diseño de la unidad, teniendo en cuenta si está diseñado bajo estándares, que tan particular, compleja o innovativa es el diseño de los equipos en la facilidad, y si cuentan con los datos y planos de diseño y fabricación.

Los criterios para la definición de las variables de probabilidad del presente documento adoptados para el análisis cualitativo inicial son revisados por medio del Comité de Integridad al realizar las reevaluaciones de riesgo anualmente.

Cada factor, sus posibles valores y todos los criterios y/o excepciones adoptadas se detallan en el Anexo A.

Categoría de consecuencia para equipos estáticos. La categoría de consecuencia es estimada en base al resultado de la suma de sub-factores que afectan la consecuencia de la fuga del producto. Cada factor, sus posibles valores y todos los criterios y/o excepciones se detallan en el Anexo B. La categoría de consecuencia se obtiene sumando cada sub-factor (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 26).

Evalúa el resultado de la falla esperada para un equipo es decir el impacto de la falla.

$$CF+QF+SF+AF+PRF+CRF+TF+PPF+BIF = \text{Factor total de consecuencia} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

CF, Factor químico: Tendencia inherente del fluido para la ignición. Se deriva como una combinación del factor de transmisión del material y su factor de reactividad. Se obtiene del rombo NFPA “Asociación Nacional de Protección contra el Fuego” (National fire protection association) de cada producto analizado.

QF, Factor de cantidad: Representa la cantidad más grande de fluido que podría liberarse en un evento de fuga en una ubicación técnica. El factor de cantidad para los equipos que afectan a la producción en caso de perder su función.

SF, Factor de estado: Es una medida de cuán rápido un fluido liberará vapor a la atmósfera. Se determina considerando la temperatura de ebullición a presión atmosférica.

AF, Factor de auto ignición: Se incorpora para tener en cuenta la probabilidad de auto ignición de un fluido. Considerar la temperatura de auto ignición (AIT) y de ebullición del fluido (Tb).

PRF, Factor de presión: Es una medida de cuan rápidamente puede escapar el fluido. En general, los gases o líquidos procesados a alta presión (mayor que 150 psi) tienen mayor probabilidad de liberación rápida (del tipo instantánea), con consecuencias más severas que una liberación del tipo continua.

CRF, Factor de crédito: Se determina para tener en cuenta las características de seguridad planificadas para el área y para los equipos. Estas características de seguridad pueden jugar un rol importante al reducir las consecuencias de una liberación potencialmente catastrófica. Para estimar este factor se consideran los sistemas de protección, mitigación y aislación.

BIF, Factor de interrupción de negocios: Considera la criticidad y los costos y tiempos de reparación o reemplazo de los equipamientos ante un eventual incidente que derive en una parada de planta no programada.

TF, Factor de toxicidad: Es una medida de toxicidad del fluido, el factor de toxicidad es particular para cada fluido y se determina según la NFPA.

PPF, Factor de población: mide el número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por un evento inflamable y/o toxico, la estimación de este factor se puede realizar en base a los últimos informes de análisis cuantitativos de riesgos realizados para cada una de las facilidades del bloque 16.

El valor de este tipo de análisis es que permite realizar una evaluación del riesgo en ausencia de datos cuantitativos detallados. La precisión de los resultados de un análisis cualitativo dependerá de los antecedentes y la experiencia del análisis (Mena, 2010, p. 58).

2.10.4 *Análisis semicuantitativo.*

El término semicuantitativo describe cualquier enfoque que tiene aspectos derivados del análisis cualitativo y cuantitativo (por ejemplo, la velocidad del análisis cualitativo y el rigor del análisis cuantitativo). Típicamente, la mayoría de los datos utilizados en un análisis cuantitativo son necesarios para este enfoque pero en menor detalle.

Los modelos también pueden no ser tan rigurosos como aquellos usados en el análisis cuantitativo. Los resultados se suelen suministrar en categorías de probabilidad y consecuencia en lugar de valores numéricos de riesgo, pero los valores numéricos pueden estar asociados con cada una de las categorías para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de criterios de aceptación de riesgo apropiados (Mena, 2010, p. 59).

2.10.4.1 *Cálculo de análisis de riesgo semicuantitativo en software Tzolkín.*

Análisis de probabilidad. Para la determinación del valor de probabilidad, se utiliza la ecuación propuesta por la norma; con un agregado de un factor adicional, el factor de experto, que permita ajustar los resultados en base al criterio de expertos (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 30).

$$\text{Probabilidad} = F_{ms} \times g_{ff} \times D_r(t) \times F_{\text{Experto}}$$

Ecuación 7

Dónde:

F_{ms} : Factor de gestión.

g_{ff} : Factor de Frecuencia de falla genérica.

$D_r(t)$: Factor de daño.

$F_{Experto}$: Factor de experto

F_{ms} , Factor de gestión: La efectividad del sistema de gestión de seguridad de proceso de la compañía tiene un efecto marcado sobre la integridad mecánica. Esta evaluación consiste en una serie de preguntas, o ítems auditables, de las áreas de gerencia de planta, operaciones, inspección, mantenimiento, ingeniería, capacitación y seguridad personal.

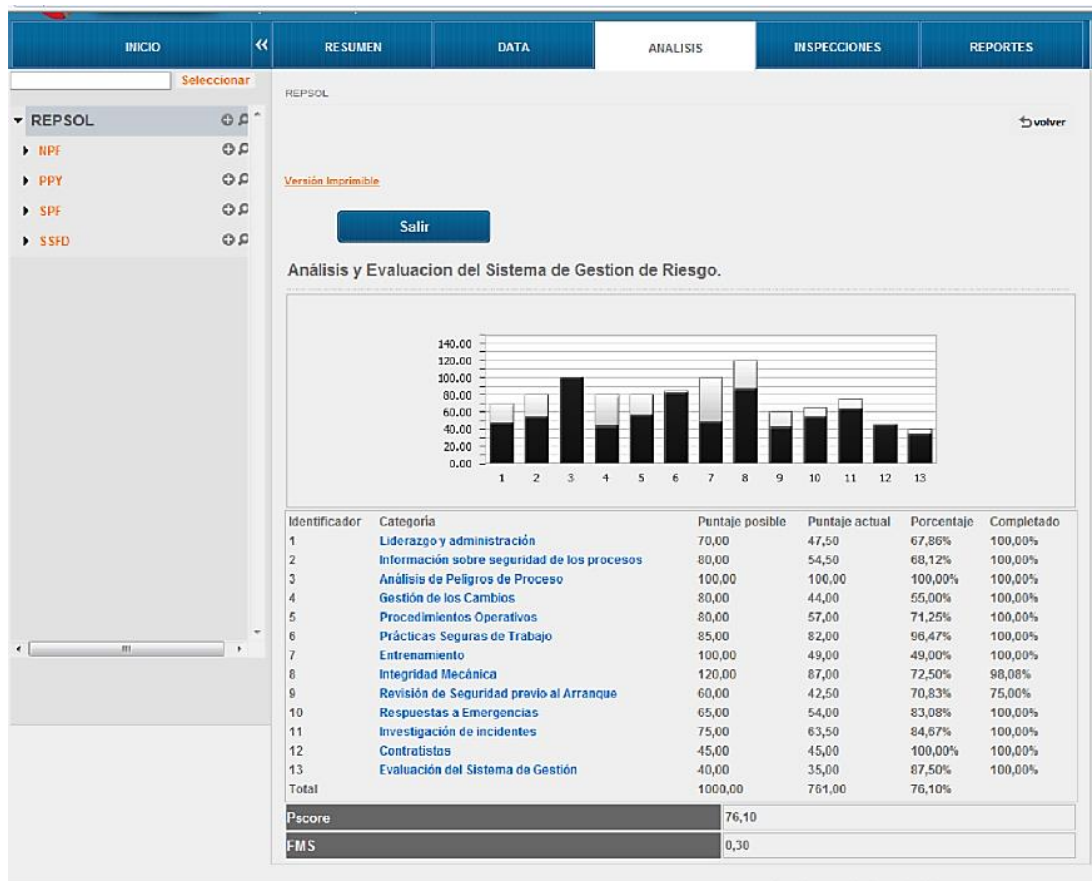


Figura 5-2. Análisis y evaluación del sistema de gestión de riesgo.

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

En la figura 5-2 corresponde al resumen del último análisis del software en donde se describe los resultados de cada categoría y el gráfico de barras indicando la misma información

La evaluación se basa en gran medida en los requerimientos contenidos en las prácticas recomendadas API y en los códigos de inspección. El cálculo se lo realiza de acuerdo a lo detallado en la norma (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 33).

$$Pscore = \frac{\sum_{i=1}^{13} Puntaje\ actual_i}{1000} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$Fms = 10^{(-0,02 \times Pscore + 1)} \quad \text{Ecuación 9}$$

En la tabla 2-2 se da el listado de los temas de la evaluación del sistema de gestión:

Tabla 2-2. Áreas de evaluación y puntajes máximos

ítems	Título	Cantidad preguntas	Puntaje máximo
1	Liderazgo y administración	6	70
2	Información sobre seguridad de los procesos	10	80
3	Análisis de peligros de proceso	9	100
4	Gestión de los cambios	6	80
5	Procedimientos operativos	7	80
6	Practicas seguras de trabajo	7	85
7	Entrenamiento	8	100
8	Integridad mecánica	20	120
9	Revisión de seguridad previo al arranque	5	60
10	Repuestas de emergencias	6	65
11	Investigación de incidentes	9	75
12	Contratistas	5	45
13	Auditorias	4	40
Total		101	1000

Fuente. SGI REPSOL ECUADOR, 2015

Este factor se deriva de los resultados de una evaluación del sistema de gestión de la unidad operativa, o una facilidad, que afecte el riesgo de la misma. Para este caso Repsol Ecuador – Bloque 16 adopta el criterio de emplear el mismo factor de gestión a todas las facilidades debido que todas emplean el mismo sistema de gestión igual a 0.3.

Para realizar el análisis particular de cada categoría, existe preguntas específicas como se puede ver en la figura 6-2 donde se visualizan las preguntas y las respuestas se seleccionan de una lista desplegable específica para cada una. A su vez, cada pregunta cuenta con campo de observaciones donde es posible cargar el criterio por el cual se seleccionó la respuesta. Este procedimiento de evaluación tiene énfasis en asuntos de

integridad mecánica y se realiza de acuerdo con el publicado en el anexo 2A de API RP 581 Inspección basado en riesgo (2008). En la pantalla se muestra los siguientes resultados preliminares

- Puntaje actual: calcula el puntaje logrado en base a las respuestas seleccionadas
- Puntaje posible: corresponde al puntaje máximo posible de cada categoría
- Porcentaje: corresponde al porcentaje de cumplimiento, como resultado de la división entre los dos valores anteriores

Liderazgo y administración		
Salir		
Puntaje actual:	Puntaje posible:	Porcentaje:
47,50	70,00	67,86

Liderazgo y administración

¿Tiene la empresa, a nivel local o corporativo, una política que refleje el compromiso de la dirección con una Gestión de la Seguridad, y enfatizando la seguridad y el control de daños?

1.1 Si

Observaciones: La política se encuentra cargada en el SGI, y la misma hace referencia a la Gestión de la seguridad, integridad de activos, medio ambiente, salud.

Está la política: a.- ¿Contenida en manuales?

Si

Observaciones: La Política se encuentra incluida en el Manual de Gestión del SGI

b.- ¿Publicada en varios lugares de la planta?

Si

Observaciones: Existen publicaciones en diversos lugares de la planta, oficinas del bloque 16 y en Quito

c.- ¿Incluida como parte de todos los folletos de reglas?

Si

1.2 Observaciones: La Política se encuentra incluida en el Reglamento de Salud y Seguridad de los empleados

d.- ¿Mencionada en los programas de entrenamiento?

Si

Observaciones: SE ENCUENTRA EN EL INTRANET (SGI), UN IMPORTANTE NUMERO DE TRABAJADORES PARTICIPA DE LOS PROGRAMAS DE ENTRENAMIENTO DE AUDITORIAS Y /O PARTICIPA DE LAS MISMAS, EN EL VIDEO DE INDUCCION SE HABLA EN ENTÉRMINOS GENERALES

e.- ¿Usada de otras maneras? (describirlo)

Si

Observaciones: Publicitaria de la responsabilidad en seguridad de la compañía. Fuente Pagina Web Repsol Ecuador.

¿Están claramente definidas las responsabilidades sobre salud y seguridad de procesos en el manual de funciones de cada responsable/gerente? Evaluar entre 1 (peor caso) y 5 (mejor caso)

1.3 1

Observaciones: No se encuentra descrito adecuadamente en el manual de funciones y organización. Recomendación: actualizar procedimientos en función nueva estructura de Repsol. SMA está trabajando en la definición de responsabilidades de seguridad en base a la norma D350

¿Se establecen objetivos anuales para todo el personal de la alta dirección y las gerencias del activo, en el área de salud y seguridad de procesos, y son incluidas como una consideración importante en sus evaluaciones de desempeño anuales?

1.4 Si

Observaciones: Como parte de los objetivos de la UN se ha incluido uno relacionado con la seguridad de procesos (safety case)

¿Qué porcentaje del personal de la alta dirección y las gerencias del activo ha participado en un curso de entrenamiento formal, o conferencias o seminarios sobre Gestión de Seguridad en los últimos

Entre 90 y 100

Figura 6-2. Análisis y evaluación del sistema de gestión de riesgo.

Fuente. Software Tzolkín Repsol. 2015

gr, Frecuencia de falla genérica: es un valor dado por API 581 para cada tipo de equipo y para cada evento, que se obtiene de la tabla 4-1 Partes 2 de API 581 Ed. 2008 Anexo C. Los factores de ajuste sobre esta frecuencia de falla genérica reflejan las diferencias entre mecanismos de daño y la gestión de los procesos de confiabilidad dentro de una organización.

Dr(t), Factor de daño: La función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente como una función del tiempo en servicio y la efectividad de una actividad de inspección. Los factores de daño se calculan de acuerdo con las técnicas descritas en el párrafo 4.2 de la norma API RP 581 Risk Based Inspection Ed. 2008. En el software Tzolkín se provee métodos para calcular factores de daño para los siguientes mecanismos de daño:

- Factor de daño por corrosión atmosférica
- Factor de daño por fisuración por sulfhídrico (SCC)
- Factor de daño por adelgazamiento interno
- Factor de daño por corrosión bajo aislación (CUI)
- Factor de daño Creep.

Si más de un mecanismo de daño está presente el factor de daño total a aplicar al componente es la sumatoria de los factores de daño parciales, de acuerdo a las reglas definidas en el párrafo 4.4.2 de la norma API RP -581 Edición 2008. Anexo D.

F_{Experto}, Factor experto: Se incluye para darle una variable de ajuste adicional para poder incluir el juicio de expertos dentro del modelo. Los valores de ajuste con un valor mayor a 1.0 incrementará la probabilidad de falla y aquellos con valores menores a 1.0 disminuirán. Ambos factores siempre serán números positivos Repsol S.A. adoptado el valor igual a 1.0.

Análisis de consecuencia. El análisis de consecuencia de acuerdo a API RBI se realiza con el objetivo de establecer un ranking basado en riesgo. La medida de consecuencia presentada en la norma es un dato utilizado para priorizar programas de inspección (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 35).

Las categorías de eventos mayores se analizan utilizando diversas técnicas implementadas en el software Tzolkín sus factores se determina en el Anexo E:

Consecuencia inflamable (ft²/falla). Consecuencias inflamables y explosivas son calculadas en base a probabilidades predeterminadas de eventos, combinados con modelados matemáticos para determinar la magnitud de la consecuencia. Las áreas de consecuencia se determinan en base a daños severos a personas y componentes por radiación térmica y explosiones. Este modelo se emplea para todos aquellos equipos y tuberías que operan con gas o con diésel.

Consecuencia no inflamable/no tóxica (ft²/falla). Son consideradas ya que las mismas pueden provocar serias consecuencias. Las consecuencias por liberación química o liberaciones de vapores de alta temperatura se determinan en base a daño a personas. Este modelo se emplea para todos los equipos y tuberías que no operen con gas o diésel.

Consecuencia financiera (USD/falla).- La consecuencia financiera es un aspecto relevante que se considera en el análisis. En este caso, las categorías fueron validadas de acuerdo al impacto de la pérdida de cada equipo en la producción por el Comité de Integridad Mecánica de Repsol.

Tabla 3-2. Costos por pérdidas económicas de los equipos estáticos.

Equipos	Escenario de fuga (caliche)	Escenario de rotura
	No existe explosión [USD]	Se considera que una fuga de gas generaría explosión [USD]
V-2	130.985,00	951.740,00
T-1	130.985,00	951.740,00
H-1	130.985,00	3.251.740,00
V-3	130.985,00	951.740,00
E- 1A/B/C/D/E/F/G/H	130.985,00	951.740,00
E2	20.400,00	169.200,00

Fuente: Análisis por comité técnico de integridad Repsol 2014

Este análisis se utiliza para un número limitado de fluidos, cuyas características se encuentran tabuladas en tablas de la norma. Para la definición de las constantes utilizadas en la estimación de consecuencias, API realizó diversos modelados de dispersión a través de modelos matemáticos por computadora.

Para la definición de dichas variables, la norma tiene en cuenta las siguientes premisas:

- En caso de analizar un fluido representativo como resultado de una mezcla, sus características se basarán en los valores máximos.
- La fase del fluido luego de la fuga puede ser gas o líquido, dependiendo de la fase en condiciones de operación y el estado que se espera en condiciones ambientales. En general, no se consideran efectos de enfriamiento por evaporaciones de fluidos, rainout o por fluido bifásico.
- Tanto la probabilidad de ignición como la probabilidad de otros eventos de liberación se predeterminarán para cada fluido representativo, como función de su temperatura de operación, temperatura de auto ignición y tipo de fuga. Estas probabilidades son constantes, totalmente independientes de la tasa de liberación.

2.10.5 *Análisis cuantitativo.*

El análisis de riesgo cuantitativo permite integrar dentro de una metodología uniforme, la información pertinente sobre el diseño de las instalaciones, las prácticas de operación, historial de operaciones, la fiabilidad de componentes, las acciones humanas, la progresión física de los accidentes y posibles efectos sobre la salud y el medio ambiente para combinar eventos que pudieran dar lugar a accidentes graves, y emplean modelos físicos para representar la progresión de accidentes. El análisis de riesgo cuantitativo se distingue del análisis cualitativo por la profundidad del análisis y la integración de evaluaciones detalladas (Mena, 2010, p. 58).

2.10.6 Evaluación del riesgo.

El cálculo del riesgo de un equipo es el producto de la probabilidad de falla estimada por su consecuencia. Por lo tanto, el riesgo para la metodología RBI será (Mena, 2010, p 55):

$$\text{Riesgo (consecuencias/año)} = P \times C \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde,

P = Probabilidad o frecuencia de ocurrencia de un evento (eventos/año).

C = Consecuencias del evento (consecuencias/evento).

Al concluir la evaluación de los equipos, se realiza una jerarquización por su nivel de riesgo, probabilidad de falla o consecuencia de falla. Esta jerarquización del riesgo provee los fundamentos para desarrollar un plan de inspección. La jerarquización del riesgo es visualizada dentro de una matriz de riesgo.

2.10.7 Matriz de riesgo.

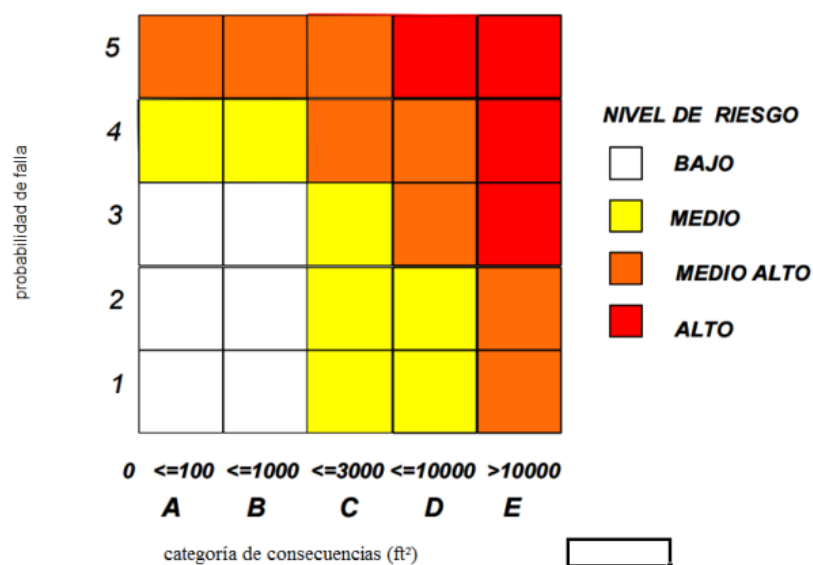


Figura 7-2. Matriz de riesgo cualitativa.

Fuente. Materán E. Rojas E. Gutierrez E. & Hernandez J, 2014

Es una representación gráfica que muestra la categoría de probabilidad y consecuencia de falla para cada equipo analizado, y resulta una manera práctica para identificar los equipos de acuerdo a su nivel de riesgo. Los resultados del análisis de riesgo basado en API RP 580 se presentan en una matriz 5 por 5, tal como se presenta en la figura 7-2.

Donde las abscisas representan las consecuencias de una falla de integridad mecánica y están divididas en 5 categorías identificadas con letras de la A hasta la E y donde las ordenadas representan la probabilidad de falla y están divididas en 5 categorías identificadas con los números del 1 al 5 (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 23).

Dependiendo del modelo utilizado para estimar cada variable, semicuantitativo o cualitativo, se emplean las tablas de asignación de categoría propuesta por API RP 581 para transformar los resultados en las categorías mencionadas. La tabla 2-4 muestra las asignaciones o equivalencias para la probabilidad y la tabla 2-5 para la consecuencia.

Tabla 4-2. Asignaciones de categoría de probabilidad

Cualitativo	Semicuantitativo	Categoría de probabilidad
Factor total de probabilidad de falla	Probabilidad de falla	
0 – 15	$< 6,12 \cdot 10^{-5}$	1
16 – 25	$[6,12 \cdot 10^{-5} - 6,12 \cdot 10^{-4}]$	2
26 – 35	$[6,12 \cdot 10^{-4} - 3,06 \cdot 10^{-3}]$	3
36 – 50	$[3,06 \cdot 10^{-3} - 3,06 \cdot 10^{-2}]$	4
51 – 75	$> 3,06 \cdot 10^{-2}$	5

Fuente. SGI REPSOL ECUADOR, 2015

Cabe destacar que para la definición de las categorías de probabilidad cualitativas son las recomendadas por API RP 581 Risk based inspection Edición 2000. Por otra parte para definir las categorías de probabilidad para la matriz semicuantitativa, se utilizó como referencia la tabla 4.1 de la parte 1 en la norma API 581 edición 2008.

Las categorías indicadas en dicha tabla fueron multiplicadas por la frecuencia de falla genérica representativa para componentes estáticos según la tabla 4.1 parte 2 API 581

edición 2008. Anexo C. De esta forma, es posible llevar la escala propuesta por la norma a los valores que se obtendrán de probabilidad, respetando la proporción original indicada en la norma. Para el caso de las categorías de consecuencia se han adoptado las recomendaciones de la API Risk based inspection edición 2008, sin embargo se ajustaron los criterios de consecuencias económica de una falla en base a los requerimientos de Repsol Ecuador en el bloque 16 (SGI REPSOL ECUADOR, 2015, p. 24).

Tabla 5-2 Asignaciones de categoría de consecuencia

Cualitativo	Semicuantitativo		Categoría de consecuencia de daño
factor de consecuencia de daño	area [ft²]	USD	
0 - 19	< 100	< 35000	A
20 - 34	[100 - 1000]	[35000 - 100000]	B
35 - 49	[1000 - 3000]	[100000 - 1, 000000]	C
50 - 79	[3000 - 10000]	[1,000000 - 10,000000]	D
> 79	> 10000	> 10,000000	E

Fuente. SGI REPSOL ECUADOR, 2015

2.10.8 Análisis de criticidad.

Un análisis de este tipo permite jerarquizar sistemas, instalaciones o equipos en función de su impacto global; de esta manera se establece la importancia relativa de cada uno de ellos dentro de la planta. Donde el establecimiento de criterios se basa en seis criterios fundamentales:

- Seguridad
- Ambiente
- Producción
- Costos (operacionales y de mantenimiento)
- Tiempo promedio para reparar
- Frecuencia de falla

Para la selección del método de evaluación se toman criterios de ingeniería, factores de ponderación y cuantificación. Para la aplicación de un procedimiento definido se trata del cumplimiento de la guía de aplicación que se haya diseñado en la empresa de acuerdo al contexto operacional a evaluar

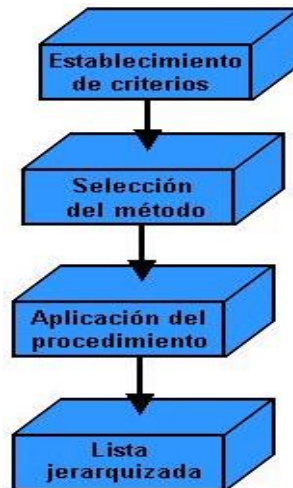


Figura 8-2. Modelo básico de análisis de criticidad

Fuente. Rodríguez Miguel, 2002

Por último, la lista jerarquizada es el producto que se obtiene del análisis, justificándose de esta manera, la redistribución de los recursos de mantenimiento, canalizándolos hacia los equipos críticos. Un modelo básico de análisis de criticidad, es equivalente al mostrado en la figura 8-2 (Rodríguez, 2002, p. 63).

2.10.9 *Análisis de espesores.*

En caso de que se posea información concerniente a la medición de espesores previa al análisis inicial de RBI, o al momento de actualizar el mismo, la aplicación contiene herramientas que permiten incluir las grillas obtenidas, de manera de gestionar toda la información relevante a la integridad del equipo.

Además de migrar dicha información, es posible realizar un análisis de los espesores con el fin de obtener información actualizada (velocidad de corrosión y vida remanente) que suministre datos adicionales para el posterior análisis semicuantitativo.

Del registro de medición de espesores del equipo se debe extraer la información necesaria para la migración. En la figura 9-2 se muestra un registro tipo de ME.

Lo que permite realizar una evaluación de los datos obtenidos con el objetivo de conocer las velocidades de corrosión estimadas a corto y largo plazo, para identificar los componentes críticos


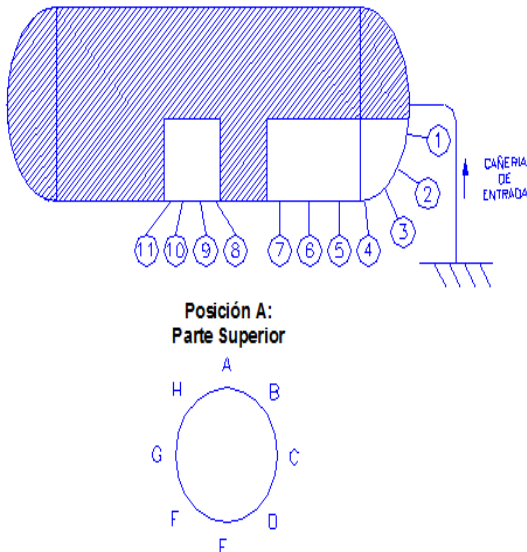

		Registro de Medición de Espesores de Recipientes						Registro			
								Fecha de ME 15/02/2010			
Datos Generales											
Cliente	DEMO	Site	Patagonia - Zona EH-KK				Equipo	V-101			
Medición de Espesores y Durezas											
Componente	Dureza (HB)	Medición N°	Espesores (mm)								
			A	B	C	D	E	F	G	H	Mínimo
Casquete 1	173	1	-	-	60,32	60,27	59,76	58,10	57,46	-	58,10
		2	-	-	62,33	60,66	60,56	61,60	61,23	-	
		3	-	-	61,71	61,02	61,89	62,44	62,05	-	
		4	-	-	62,61	61,12	62,02	63,03	63,15	-	
Envolvente 1	183	5	-	-	48,94	50,03	49,76	49,15	48,97	-	48,73
		6	-	-	48,97	48,86	49,13	48,89	49,10	-	
		7	-	-	48,77	49,02	48,73	48,73	48,83	-	
		8	-	-	49,41	49,50	49,42	49,54	49,64	-	
		9	-	-	49,43	49,88	49,44	49,21	49,32	-	
		10	-	-	49,37	49,56	49,40	49,31	49,51	-	
		11	-	-	50,09	49,82	49,77	49,62	49,71	-	
Esquema											
<div></div>											

Figura 9-2. Registro de medición de espesores de recipientes.

Fuente. Manual Tzolkin Repsol 2015

2.11 Planta de destilación atmosférica “Topping”

La unidad de destilación atmosférica tiene por objeto separar el petróleo crudo en un cierto número de cortes o fracciones clasificadas en función de las temperaturas de ebullición de los hidrocarburos. En esta sección se opera a una presión cercana a la atmosférica. Se utiliza para extraer los hidrocarburos presentes de forma natural en el crudo, sin afectar a la estructura molecular de los componentes. Sólo realizan el fraccionamiento del crudo en gas liviano y combustible de refinería, nafta (punto de ebullición de la gasolina), destilados (queroseno, combustible pesado, diésel y combustible de calefacción) y el aceite combustible residual o pesado (Mathpro, 2011, p. 16).

2.12 Equipos estáticos de la planta “Topping”

Los equipos estáticos que forman parte del proceso productivo de la planta de destilación atmosférica “Topping” se detallan en la tabla 6-2.

Tabla 6-2. Listado de equipo estático de la planta de destilación atmosférica

Equipo	Nomenclatura	Tipo (modelo)	Cantidad
Intercambiador de calor	E 1-A/B/C/D/E/F/G/H	Horizontal – AES	8
Intercambiador de calor	E – 4	M6 – MFD	1
Desalador	V-1	Horizontal	1
Horno	H-1	Tiro forzado	1
Torre de destilación	T-1	Vertical	1
Aeroenfriador	E-2.	Forzado	1
Aeroenfriador	E – 3	Forzado	1
Acumulador de reflujo	V – 2	Horizontal- trifásico	1
Stripper de diésel	V- 3	Horizontal- bifásico	1
Acumulador de condensados	V – 5	Horizontal	1
Tanques de almacenamiento	TK – 1 A/B/C	Horizontal	3
Tanque de agua	TK – 2	Vertical	1

Elaborado por: Sánchez Morocho Jorge. 2015

2.13 Descripción de los equipos estáticos que operan en la planta “Topping”

2.13.1 Intercambiadores de calor.

Es un equipo de proceso en el que circula generalmente dos fluidos en condiciones de temperatura diferentes, uno por el lado tubos y el otro por el lado coraza o carcasa, con el fin de intercambiar calor a través de las paredes metálicas de los tubos de transferencia, sin que ocurra un contacto directo entre ellos (Universidad Nacional del Callao, 2010, p. 4).

Intercambiador de calor de tubo-carcasa.- Los intercambiadores de calor del tipo tubo-carcasa constituyen la parte más importante de los equipos de transferencia de calor sin combustión en las plantas de procesos petroquímicos. Son los más utilizados debido a que:

- Proporciona flujos de calor elevados en relación con su peso y volumen.
- Es relativamente fácil de construir en una gran variedad de tamaños.
- Es bastante fácil de limpiar y de reparar.
- Es versátil y puede ser diseñado para cumplir prácticamente con cualquier aplicación.

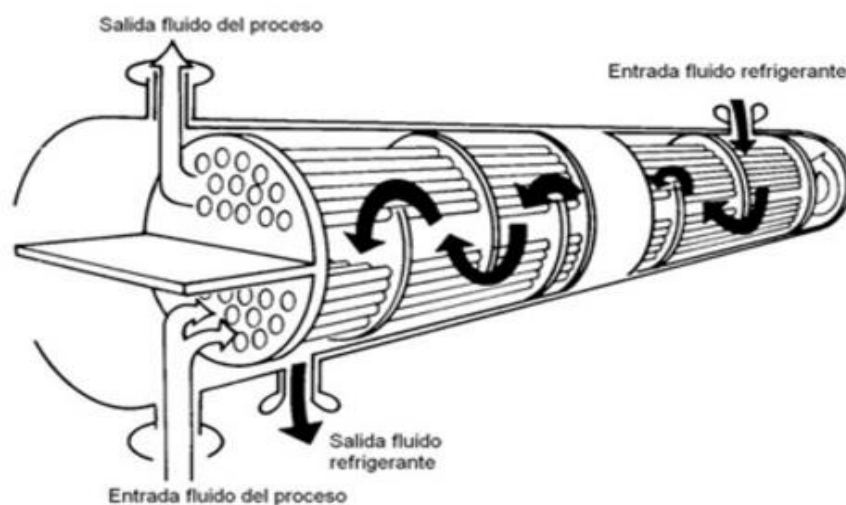


Figura 10-2. Intercambiador de tubo y carcasa.

Fuente. ARA Transferencia térmica. 2015

Este tipo de equipo (figura 10-2) consiste en una carcasa cilíndrica que contiene un arreglo de tubos paralelo al eje longitudinal de la carcasa. Los tubos pueden o no tener aletas y están sujetos en cada extremo por láminas perforadas (González, 2011). Éstos atraviesan a su vez a una serie de láminas denominadas deflectores (baffles) que al ser distribuidas a lo largo de toda la carcasa, sirven para soportar los tubos y dirigir el flujo que circula por la misma, de tal forma que la dirección del fluido sea siempre perpendicular a los tubos. El fluido que va por dentro de los tubos es dirigido por unos ductos especiales conocidos como cabezales o canales.

Intercambiador enfriado por aire o aeroenfriador. Son equipos de transferencia de calor tubulares en los que el aire ambiente al pasar por fuera de un haz de tubos, actúa como medio refrigerante para condensar y/o enfriar el fluido que va por dentro de los mismos. Comúnmente se le conoce como intercambiadores de flujo cruzado debido a que el aire se hace soplar perpendicularmente al eje de los tubos. Consisten en un arreglo rectangular de tubos, usualmente de pocas filas de profundidad, donde el fluido caliente es condensado y/o enfriado en cada tubo al soplar o succionar aire a través del haz mediante grandes ventiladores.

Debido a que el coeficiente de transferencia de calor del aire es bajo, es usual que los tubos posean aletas para aumentar la superficie de transferencia de calor del lado del aire. Las filas de tubos generalmente se encuentran colocadas en arreglo escalonado de modo de incrementar los coeficientes de transferencia del aire (González, 2011).

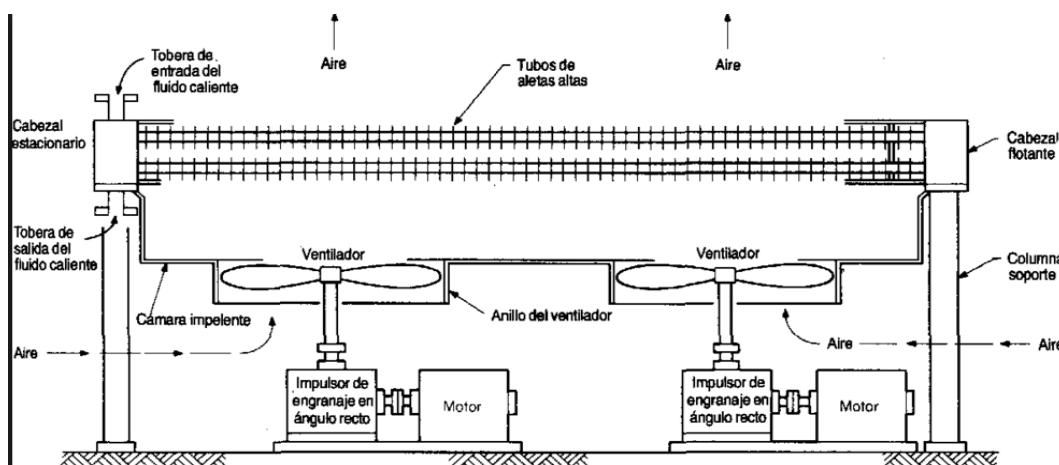


Figura 11-2. Intercambiador enfriado por aire o aeroenfriador

Fuente. Delgado Linares, 2001

Intercambiador de placas empacadas.- En este tipo de intercambiadores las dos corrientes de fluidos están separadas por placas, que no son más que láminas delgadas, rectangulares, en las que se observa un diseño corrugado, formado por un proceso de prensado de precisión. A un lado de cada placa, se localiza una empacadura que bordea todo su perímetro. La unidad completa mantiene unidos a un cierto número de estas placas, sujetas cara a cara en un marco (González, 2011).

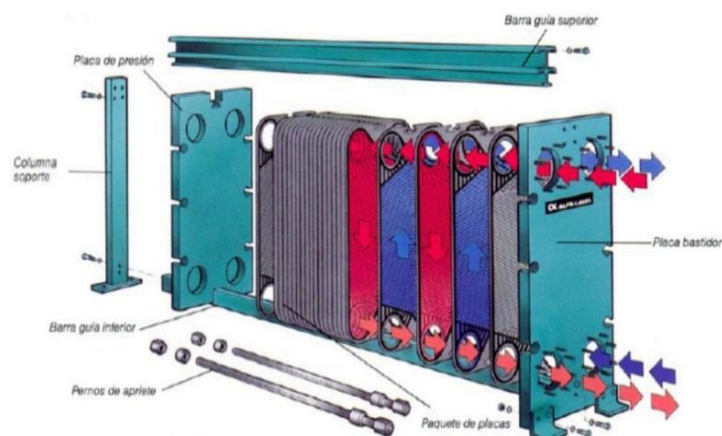


Figura 12-2. Detalle de un intercambiador de placas.

Fuente. González Mahuli, 2011

El canal de flujo es el espacio que se forma, gracias a las empacaduras, entre dos placas adyacentes; arreglando el sistema de tal forma, que los fluidos fríos y calientes corren alternadamente por dichos canales, paralelamente al lado más largo. Existen aberturas en las 4 esquinas de las placas que conjuntamente con un arreglo apropiado en las empacaduras, dirigen a las dos corrientes en sus canales de flujo.

2.13.2 Horno.

Un horno es un dispositivo en el que el calor es liberado y transferido directa o indirectamente a un sólido o masa de líquido con el fin de provocar un cambio físico o químico. Dentro de la Unidad de Destilación, los hornos son equipos necesarios para producir calor y transferirlo al crudo que va a ser fraccionado en productos del petróleo. En términos de costos de refinación, los hornos son unos de los equipos más importantes del proceso (Chersia, 2009, p. 51).

Los hornos de refinería, también llamados calentadores de fuego directo son equipos en los cuales se suministra calor a un fluido de proceso principalmente mediante radiación y por convección a partir de la circulación de los gases calientes productos de la combustión de un combustible en el interior del horno.

Los hornos tipo caja o cabina, consisten en un set de cuatro paredes, un suelo y un techo generalmente de acero con aislamiento interior de ladrillos refractarios. La sección de convección se sitúa en la parte superior y seguidamente se monta la chimenea. Los tubos de la sección de radiación se montan a lo largo de las paredes y la llama se genera a través de unos quemadores.

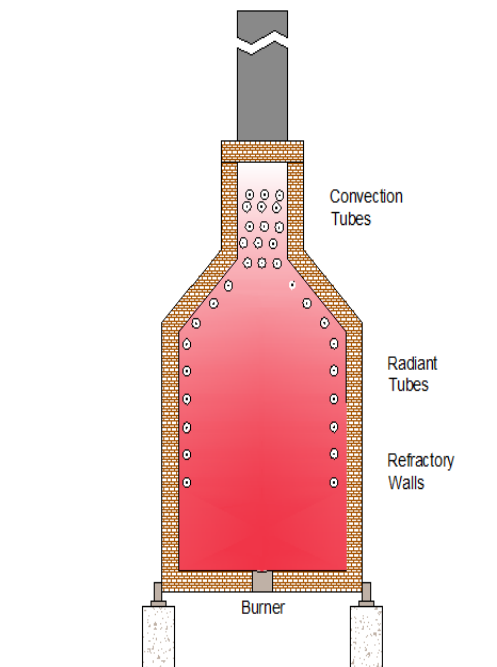


Figura 13-2. Horno de cabina.

Fuente. Palacios Carola, 2011

Los tubos están montados horizontalmente en la pared lateral más larga en una capa simple. Se pueden montar varias series de tubos en paralelo en función del caudal. Se colocan a una distancia de la pared de 1,5 veces el diámetro de tubería

La sección de convección se monta directamente sobre la zona de radiación y consiste en un banco de tubos con distribución triangular equilátera y una separación de dos veces el diámetro de tubería. Los quemadores pueden ser de varios tipos inferiores, laterales y finales (Unidad de Capacitación y Asistencia Técnica en eficiencia energética, 2009, pp. 8.2)

Los hornos de procesos calientan el fluido sin producir cambio de fase o con vaporización parcial, para que sea utilizado o provechado en equipos que se encuentran aguas abajo del horno como es el caso de las columnas de destilación atmosféricas o de vacío.

2.13.3 Desalador.

El proceso de desalación consiste en la remoción de las pequeñas cantidades de sales inorgánicas, que generalmente quedan disueltas en el agua remanente, mediante la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo, hasta alcanzar las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo.

Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruro, expresado como cloruro de sodio equivalente por 1.000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles, LMB o en inglés Pounds per Thousand Barrels, PTB).

La sal puede causar numerosos problemas operativos, tales como disminución de flujo, taponamiento, reducción de la transferencia de calor en los intercambiadores, taponamiento de los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores (Marfisi y Salanger, 2015).

El desalado en campo reduce la corrosión corriente aguas abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental (Marfisi y Salanger, 2015).

La eficiencia de mezclado es el porcentaje entre la cantidad del agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las gotas de agua salina remanente. Los

dispositivos comerciales de mezclados tienen eficiencias del 70 – 85%. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador (Estudios y servicios petroleros S.R.L, p. 6).

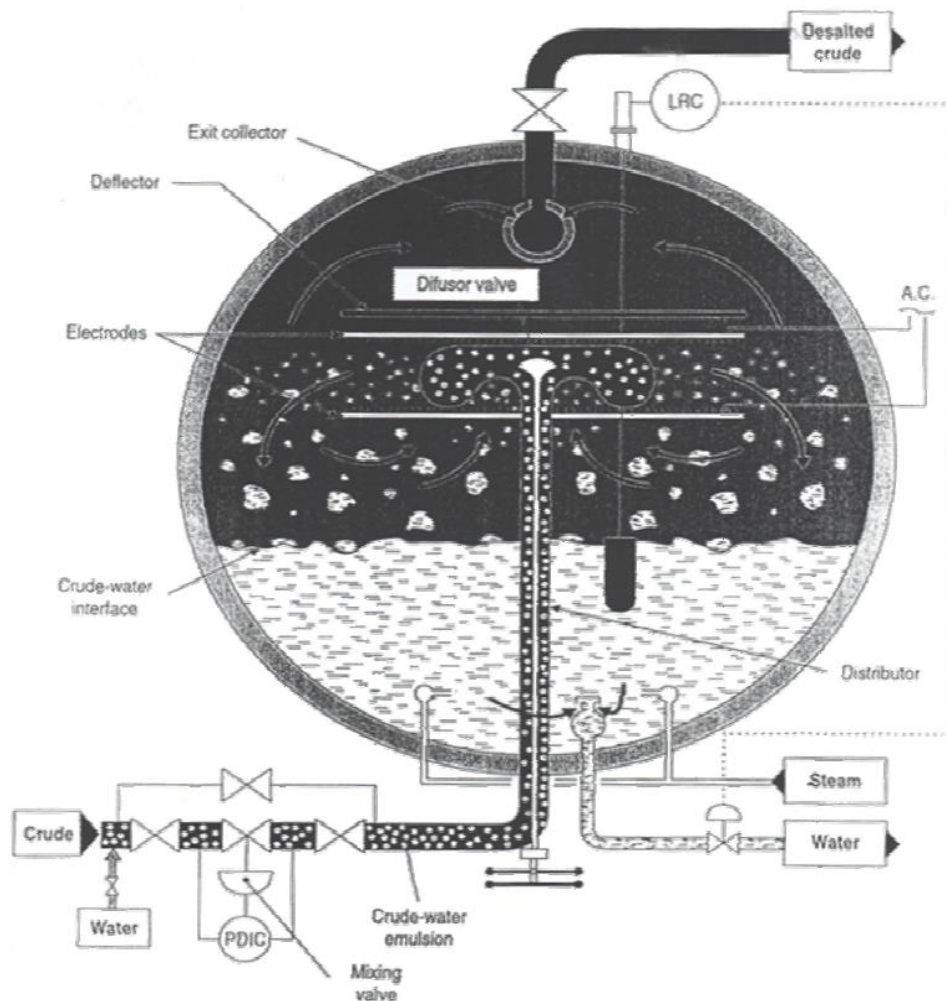


Figura 14-2. Esquema de funcionamiento del desalador electrostático.

Fuente. Centro Politécnico del petróleo. 2015

2.13.4 Torre de destilación.

La torre fraccionadora es un equipo en forma de cilindro vertical utilizado para separar componentes de una mezcla en fracciones basándose en la diferencia de volatilidad entre ellas donde permite la separación de los componentes de una mezcla de hidrocarburos, como lo es el petróleo, en función de sus temperaturas de ebullición. La carga parcialmente vaporizada ingresa en la zona flash o zona de carga.

Los hidrocarburos vaporizados ascienden por la columna fraccionadora a través de bandejas o platos de fraccionamiento, donde se contacta íntimamente líquidos y vapores, produciéndose la transferencia de masa y calor necesaria para fraccionar los diferentes combustibles, (figura 15-2) (Gustato, 2012).

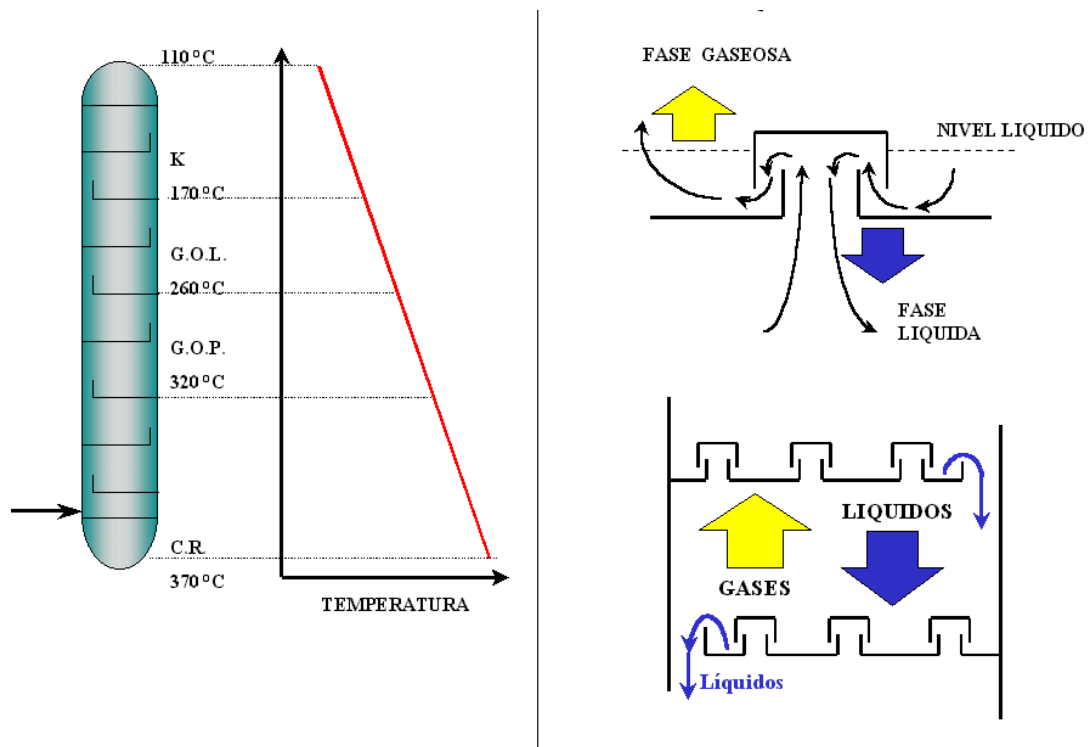


Figura 15-2 Perfil de temperatura y contacto líquido/vapor en torre de destilación.

Fuente. Gustato, 2012

La torre es una torre atmosférica, es decir, trabaja a una presión ligeramente superior a la atmosférica. Las sustancias más volátiles que salen por lo alto de la torre se llaman “topes de destilación”, o el “material ligero” y las sustancias menos volátiles que bullen a una temperatura más alta de la torre se les llaman “fondos” (Alarcón & Trostel, 2012).

2.13.5 Recipientes de proceso.

Los recipientes de proceso en las plantas químicas son de dos tipos (Universidad Nacional Del Santa, 2013, p. 2):

- Aquellas sin componentes internos, llamados tanques o depósitos, cuya función principal es el almacenamiento inicial, intermedio o final de los fluidos del proceso o la separación de dos fases líquido-vapor o líquido-líquido.
- Aquellas con componentes internos, son las carcasas de los intercambiadores de calor reactores, mezcladoras, columnas de separación, acumulador de reflujo, despojador de diésel y otros.

Los recipientes de proceso utilizados en la planta son:

- Despojador de diésel: Son pequeñas torres cuya función principal es eliminar los componentes de bajo peso molecular (volátiles) de los combustibles extraídos lateralmente en las torres fraccionadoras, el principio físico en el que se basa su funcionamiento es la disminución de la presión parcial de los componentes por la inyección de un fluido (fase de vapor) en el equipo, En estos equipos se ajusta el punto de inflamación de los combustibles (Gustato, 2012).
- Acumulador de reflujo: El reflujo es esa porción del producto líquido superior condensado de una torre que se cicla de regreso a lo alto de la torre donde fluye hacia abajo para proporcionar refrigeración y condensación de los vapores ascendentes. Sirve como un punto de distribución para el reflujo y destilado. Los líquidos condensados salen del acumulador de reflujo bajo control de nivel. El control de nivel en el acumulador es crítico para asegurar que la cantidad adecuada de reflujo regresará a la torre de destilación. La indicación de nivel de líquido inadecuada puede causar calor problemas de operación y degradación del producto (Magnetrol, 2015).
- Tanques de almacenamiento. Los tanques para el almacenamiento de líquidos a presión ambiente, en ciertos medios técnicos se les dan el calificativo como tanques de almacenamiento atmosféricos. Los tanques de almacenamiento utilizados en la planta son de tanques para almacenamiento de diésel de producción diario y de agua para el proceso.

2.14 Descripción general de la planta “Topping”

El proceso inicia con la alimentación de crudo a la unidad a través de la bomba de alimentación P-1 A/B como se puede ver en la figura 16-2. Aguas abajo de esta bomba se efectúa la inyección del químico demulsificante a través de la bomba de inyección de aditivos P-10. El crudo que ingresa a la planta tiene una temperatura, que oscila entre 175 °F a 200 °F, luego pasa al tren de intercambiadores de calor E-1 A/B/C/D/E/F (lado tubos) donde se precalienta con la corriente de residuo que abandona la planta.

El crudo posteriormente, ingresa al desalador V-1, en un rango temperatura de 280 a 310 °F. En él se produce la deshidratación y la desalinización del crudo, luego el crudo continua incrementado su temperatura gracias a la transferencia de calor con la corriente de salida del residuo de los intercambiadores E-1 G/H llegando a 450 °F de temperatura, hasta alimentar al horno H-1.

El crudo sale del horno H-1 en un rango de temperatura de 635 °F a 650 °F, parcialmente vaporizado para producir destilados y residuos al entrar a la torre de destilación T-1, donde un gradiente de temperatura controlado a través de los 14 platos, ordena a los hidrocarburos en fracciones de temperatura ebullición/condensación, donde las fracciones más pesadas se dirigen hacia los platos inferiores y las fracciones livianas hacia platos superiores, el residuo se colecta en el fondo de la torre T-1, es necesaria una inyección de vapor que permite el despojamiento de las colas volátiles que todavía pudieran quedar en el residuo.

Los platos de la torre permiten un intercambio de componentes y calor gracias al estrecho contacto entre las fracciones. En dichos platos, las válvulas de burbujeo permiten la ascensión de los vapores de los componentes livianos y el descenso de los componentes pesados.

A la salida de los intercambiadores de calor E –1 G/H, lado residuo la bomba de fondo P- 4 A/B evacua el residuo desde la torre T–1 a través de un control de nivel hacia el lado carcasa del tren de intercambiadores de calor.

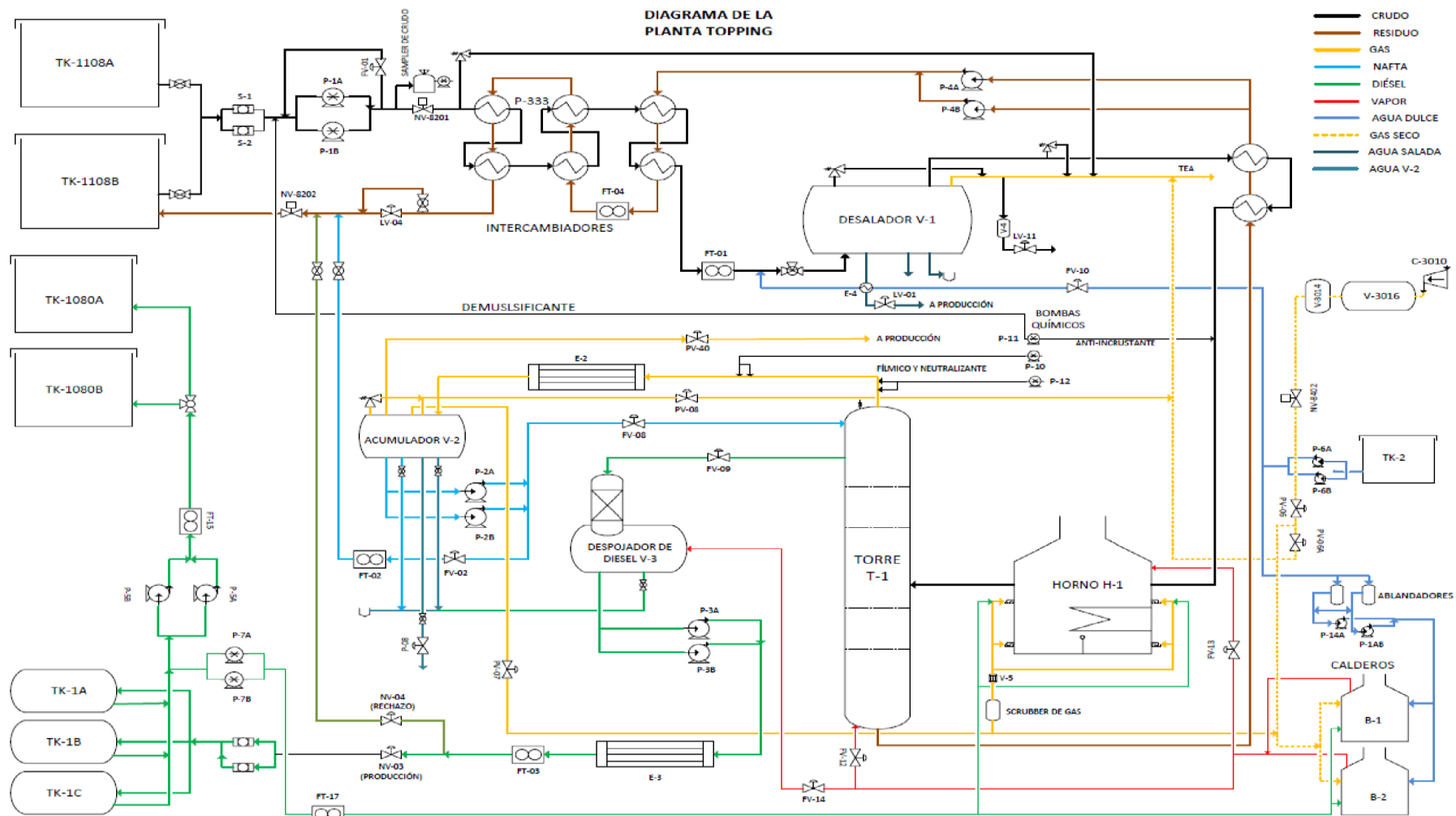


Figura 16-2. Diagrama de flujo de proceso de la planta “Topping”

Fuente. Base de datos planta “Topping” Vivar Patricio, 2015.

El exceso de nafta se une a la línea de residuo que ya no es utilizado en la torre T-1 y por una línea común se dirigen al almacenaje en los tanques T-1108 A/B. El tope de torre T-1 (nafta y livianos) se condensa en el aerofriador E-2. El cual se dirige al acumulador de reflujo V-2, el gas aun presente se separa y deja el domo a través del control de presión PIC-07 para ser utilizado como gas combustible en el proceso.

Una parte del condesado de tope de la torre T-1 es bombeada a través del control TIC/FIC-08 de vuelta a la torre T-1. El reflujo es esencial para mantener el perfil de temperatura en la torre T-1. La producción de livianos (nafta) se evacúa a través del control de nivel LIC-02.

El destilado de diésel deja la torre T-1 en el plato cuatro (o plato tres) como corte lateral, a través del control de flujo FIC-09, pasando por los anillos Norton Hypack de la columna de contacto del despojador stripper de diésel V-3. El nivel del stripper V-3 se controla con el lazo de control LIC-03 que acciona una válvula de control de las bombas de diésel P-3 A/B. Adicional se dispone de un tanque de almacenamiento de agua TK-2 para la alimentación de los calderos B1-B2, desalador V-1, y para el lavado en la bajante del domo de torre.

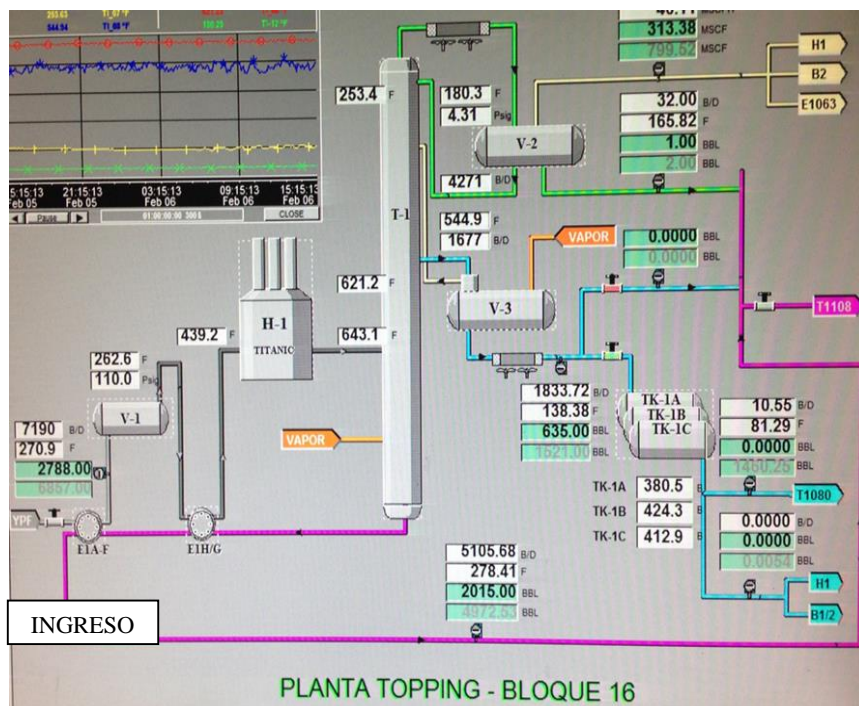


Figura 17-2. Esquema de proceso de la planta “Topping”.

Fuente. Sistema de control distribuido de la planta “Topping”. 1999

CAPÍTULO III

3. MÉTODOS Y MATERIALES

3.1 Diagnóstico del estado técnico de los equipos estáticos de la planta “Topping”

Se describe la situación general en que se encontraron los equipos estáticos basados en el último mantenimiento general de la planta “Topping” realizado en el mes de marzo del 2015 ejecutado por la empresa VLADMAU siendo responsable el departamento de equipo estático de Repsol y los informes ejecutados por el área de inspección técnica (Anexo F).

Como referencia los equipos E- 2 y E - 4 fueron cambiados en el mantenimiento realizado en el año 2015 por lo que se detalla los reportes de mantenimientos anteriores por el cambio de los equipos.

Tabla 1-3. Informe de estado de los equipos de la panta "Topping"

Nomenclatura	Equipos	Última inspección	Informe de la situación del equipo
V-1	Desalador	mar-15	<p>Internamente el recipiente no presenta desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo.</p> <p>La parrilla electrostática se encuentra en condiciones de operación adecuada y sus soportes firmemente asegurados.</p> <p>De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared en el recipiente.</p> <p>Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buenas condiciones y no presta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI).</p> <p>Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas</p>

			calientes que pudieran dar indicativos de daños en el aislamiento térmico.
V-2	Acumulador de reflujo	mar-15	<p>Internamente el recipiente no presenta desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo.</p> <p>De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existe disminución de espesor de pared en el recipiente.</p> <p>La pintura interna se encuentra en buen estado. No existen zonas con metal expuesto.</p> <p>La malla del demister se encontró en buen estado, sin embargo se aprecia que la recámara superior del mismo se encontraba con corrosión generalizada.</p> <p>No se evidencian discontinuidades en los cordones de soldadura.</p> <p>Externamente el aislamiento térmico no presenta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI); sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.</p> <p>Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes lo cual es indicativo de que no existen daños en el aislamiento térmico.</p> <p>Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones.</p>
V-3	Stripper de diésel	mar-15	<p>Internamente el recipiente no presenta daños mecánicos que pueda poner en riesgo la integridad del equipo. Se aprecia corrosión generalizada en toda la superficie del Vessel.</p> <p>De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existe disminución de espesor de pared representativa en el recipiente.</p> <p>No se evidencian discontinuidades en los cordones de soldadura.</p> <p>Externamente el aislamiento térmico no presenta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI); sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.</p> <p>Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta mostraron zonas calientes lo cual son indicativos de daños en el aislamiento térmico.</p>
E A/B/C/D/E/F/G /H	1- Intercambiador de calor	mar-15	Internamente las carcasas de los intercambiadores no presentan desgaste mecánico que puedan poner en riesgo la

			<p>integridad del equipo.</p> <p>De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT se determinó que no existe disminución de paredes en el recipiente.</p> <p>Externamente el aislamiento térmico se encuentre buenas condiciones y no prestan indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI).</p> <p>Sin embargo existen tuberías laterales con aislamientos golpeados que deben ser reparados.</p> <p>Se realizaron pruebas hidrostáticas a cada intercambiador. No se encontró tubos con fugas a más de los detectados anteriormente: E1-G con 4 tubos suspendidos (2012) E1-H con 3 tubos suspendidos.</p> <p>Las cabezas del intercambiador se encuentran en buen estado.</p>
H-1	Horno	mar-15	<p>La integridad de los tubos del serpentín tiene pérdidas de espesor que no comprometen a la integridad de los tubos. No existen fugas en el serpentín.</p> <p>Internamente el aislamiento térmico en las paredes del horno se encuentra en buen estado, no presenta fisuras o posibles zonas despegadas.</p> <p>El análisis termográfico muestra falencias en el aislamiento térmico.</p> <p>El refractario del piso se encuentra en excelentes condiciones, no presenta fisuras ni desprendimientos.</p> <p>Las termocuplas en el interior del horno se encuentran perfectamente soldadas al serpentín.</p> <p>La pintura externa del horno presenta defecto CRACKING, por lo cual se encuentra en mal estado cerca del 60% de la superficie externa de todo el horno.</p> <p>Se han reparado las fisuras encontradas en el refractario de las campanas internas de los quemadores.</p> <p>Los quemadores se encuentran en buen estado.</p>
T-1	Torre de destilación	mar-15	<p>De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen daños que pudiesen poner en riesgo la integridad del recipiente. Internamente el recipiente presenta ataque corrosivo debido a cloruros entre los platos 1 al 5.</p> <p>Debido al proceso corrosivo existente entre los platos 1 al 3 se vieron afectados los cordones de soldadura circunferenciales en esta área así como los de los soportes de los platos los cuales fueron reparados.</p>

			<p>Se determinó que en las salidas entre los platos 3 al 5 existen surcos de 1/8" orientados a las 6:00H.</p> <p>Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buenas condiciones y no presta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI).</p> <p>Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes que pudieran dar indicativos de daños en el aislamiento térmico.</p>
V-5	Acumulador de condensados	mar-15	<p>Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buen estado, sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.</p> <p>No se pudo realizar la inspección interna debido a que es de tamaño pequeño del equipo difícil ingreso para personal.</p>
TK-2	Tanque de agua	mar-15	<p>La soldadura perimetral interna entre el piso y el primer anillo presenta corrosión.</p> <p>Internamente se tienen defectos en piso y primer anillo.</p> <p>La pintura interna del piso se encuentra totalmente en mal estado.</p>
E-2	Aeroenfriador	oct-12	<p>A una distancia de 1,5 m al interior de los tubos del aeroenfriador E2 se observa un proceso corrosivo generalizado con adherencia de depósitos (cloruro de amonio y óxidos de hierro) tanto a la entrada como a la salida. En el interior del colector tanto al ingreso como en la salida se observa el mismo mecanismo de corrosión y depósitos.</p> <p>No se observan pittings localizados al interior de los tubos y colectores inspeccionados.</p>
E-3	Aeroenfriador	oct-12	<p>En la inspección realizada a 1,5 m al interior de los tubos del aeroenfriador E3 se observa un proceso corrosivo generalizado con adherencia de depósitos tanto a la entrada como a la salida. En el interior del colector tanto al ingreso como en la salida se observa el mismo mecanismo de corrosión y depósitos.</p> <p>No se observan pittings localizados al interior de los tubos y colectores inspeccionados.</p>
E-4	Intercambiador de calor	ago-14	<p>Se procedió a ajustar los pernos externos de sujeción del intercambiador por motivo de fuga que produjo el deterioro total de los empaques en una zona inferior izquierda del intercambiador.</p>

Se recomienda en lo posible cambiar estos empaques, de no poder realizar este cambio, se debería planificar el cambio total del intercambiador E-4.

Fuente: Informe de inspección técnica equipos estáticos Repsol. 2015

3.2 Software de gestión de inspección & RBI Tzolkin

El software Tzolkin “Planificación de Inspecciones” se basa en una metodología que utiliza al riesgo para el desarrollo de un plan de inspección efectivo. La técnica provee las bases para identificar, analizar y gestionar el riesgo al tomar decisiones sobre la frecuencia de inspección, nivel de detalle y tipos de ensayos no destructivos. De esta forma, es posible aumentar la seguridad de trabajo, optimizar los recursos de inspección y mantenimiento y maximizar la confiabilidad operacional de los equipos estáticos.

La figura 1-3 muestra la página de inicio al software Tzolkin planificación de inspecciones perteneciente a Repsol Ecuador para el análisis de los equipos estáticos.



Figura 1-3. Página de inicio del software Tzolkin planificación de inspecciones.

Fuente. Software Tzolkin Repsol página de inicio. 2015

El incremento de nivel de inspección disminuye el riesgo a través de una reducción en la frecuencia de falla futura por medidas correctivas y preventivas realizadas luego de

que las actividades de inspección hayan detectado áreas con problemas. Cabe destacar que, a través de la inspección, no es posible mitigar las consecuencias de una falla, sino que éstas son afectadas por los sistemas de detección, aislación, mitigación y emergencias presentes en las instalaciones. Por otro lado, las mejoras en cuanto al cambio en el diseño, incorporación de nueva tecnología o sistemas adicionales, u otro tipo de acciones correctivas, permitirán reducir la magnitud de las consecuencias de fallas estimadas en el análisis RBI (Tzolkín Manual, 2013, p. 3).

3.3 Desarrollo del Software de gestión de inspección & RBI Tzolkín.

Las tareas a realizar para lograr un estudio del RBI parte de:

- Recopilación de la información
- Segmentación del activo
- Definición de mecanismos de daño
- Análisis cualitativo de riesgo
- Análisis semicuantitativo de riesgo
- Generación de planes de inspección

3.3.1 *Recopilación de la información.*

La información a recopilar es un punto importante ya que mientras más real y completa la información se disponga, los resultados son más confiables; la recopilación depende:

- Diagramas de Proceso e Instrumentación (P&ID's)
- Planos de Diseño (Planos Lay Out)
- Diagrama de Flujo de Procesos (Process Flow Diagrams PFD's)
- Hoja de datos de los equipos (Datasheet de equipos)
- Estudios de los fluidos
- Historial de mantenimientos

Accesos para configuración del sistema. En el panel de control se sitúan las herramientas de administración de las distintas secciones de la base de datos para: usuarios, operadores, plantas, tipos de equipos, sistemas y fluidos

Las planillas estandarizadas permiten integrar los distintos tipos de datos correspondientes a cada equipo siendo las siguientes:

- Torres
 - Esferas
 - Hornos
 - Aeroenfriadores

- Intercambiadores
 - Recipientes
 - Tanques
 - Cañerías

El software Tzolkin cuenta con un amigable entorno de trabajo que permite la carga y visualización de los datos de cada equipo, permite además incorporar datos específicos del equipo como fotos, planos y diagramas. Cada una de ellas posee distintas hojas que deben ser completadas con la información recopilada como son: Datos generales, datos específicos, datos de operación, diseño, datos de dimensiones, registros de fallas, registros de inspecciones, registros de grillas de espesores, registros de fluidos, como se puede ver en un extracto (figura 2-3).

	Datos Especificos																																
	UBICACIÓN (*)	DENSIDAD [kg/m3]	DENSIDAD SUPERIOR [kg/m3]	DENSIDAD INFERIOR[kg/m3]	CAUDAL [Tn/h]	CAUDAL CARCAZA [Tn/h]	CAUDAL TUBOS [Tn/h]	CAUDAL SUPERIOR [Tn/h]	CAUDAL INFERIOR [Tn/h]	CAPACIDAD [m3]	POSICION	SISTEMA	SISTEMA CARCAZA	SISTEMA TUBOS	SISTEMAS SUPERIOR	SISTEMA INFERIOR	FLUIDO (*)	FLUIDO CARCAZA (*)	FLUIDO TUBOS (*)	FLUIDO SUPERIOR (*)	FLUIDO INFERIOR (*)	ESTADO (*)	ESTADO FLUIDO CARCAZA (*)	ESTADO FLUIDO TUBOS (*)	ESTADO FLUIDO SUPERIOR (*)	ESTADO FLUIDO INFERIOR (*)	Cañerías obre o adyacente a cursos de agua o cerca de caminos publicos ? (*)	Tipo de Proceso (*)	La cañería pertenece al sistema de drenajes? (*)	La cañería esta asociada a un tanque de almacenamiento? (*)	La cañería es una línea de producto o destilado desde/hacia la zona de almacenamiento y carga? (*)		
Aeroenfriadores																																	
Cañerías Aéreas																																	
Cañerías Enterradas																																	
Esferas																																	
Hornos																																	
Intercambiadores																																	
Recipientes																																	
Tanques																																	
Torres																																	

Figura 2-3. Software Tzolkin datos específicos del equipo.

Fuente: Manual Tzolkin Repsol. 2015

3.3.2 Segmentación del activo.

La segmentación del activo es un paso importante en el análisis de RBI, ya que la evaluación de riesgo y la definición de planes de inspección se realiza en base a la misma. Para realizar la segmentación de las instalaciones se tuvieron en cuenta los diversos niveles en los cuales puede agruparse.

Árbol de navegación en software Tzolkin.- Corresponde al menú de despliegue escalonado que permite acceder a los distintos niveles de segmentación de unidades. El despliegue se desarrolla desde una visualización macro hasta el equipo/línea que se evalúe. La taxonomía de los niveles son los siguientes:

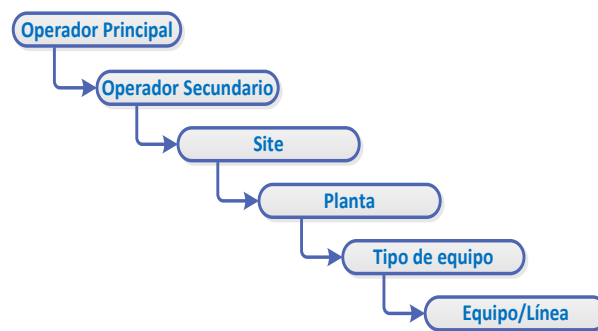


Figura 3-1. Taxonomía de unidades de segmentación.

Fuente: SGI REPSOL ECUADOR, 2015

3.3.3 Definición de posibles mecanismos de daño activos.

Se deberán definir en un principio la aplicabilidad de los mecanismos de daño, para la cual se deberá analizar la siguiente información:

- Condiciones de operación.
- Análisis de fluidos.
- Condiciones particulares de la planta.
- Cambios en las características de los fluidos.
- Requerimientos o búsquedas de preguntas según API RP 580

3.3.4 Análisis cualitativo de riesgo.

En la figura 4-3 se despliega el formulario interactivo del análisis cualitativo del software Tzolkin con los factores a ingresar y mencionados en los items de probabilidad. Los valores de los factores seleccionados se detallan en el anexo A y otros valores de los factores ya han sido cargados automáticamente gracias a los datos migrados.

The screenshot shows the Tzolkin software interface for qualitative risk analysis. The interface is divided into several sections:

- Sidebar:** A tree view on the left lists equipment categories and specific units. The selected unit is 'V-2' under the 'Recipiente' category.
- Equipment Details:** A form in the center-top contains fields for equipment information:
 - TAG Equipo: V-2
 - Tipo: Recipiente
 - Año Puesta en Marcha: 1998
 - Fluido: Fracción Liviana Nafta
 - Presión Trabajo (psi): 4
 - Temperatura Trabajo (F°): 175
 - Denominación: ACUMULADOR DE REFLUJO
- Risk Matrix:** A 5x5 matrix with columns labeled A, B, C, D, E and rows labeled 1, 2, 3, 4, 5. The cell at row 3, column D is highlighted in red.
- Probability and Consequence:** A box on the right shows the calculated values:
 - Probabilidad: 28
 - Consecuencia: 79
 - Recalcular button
- Mechanisms of Damage:** A section with a list of mechanisms on the left and a box for selected mechanisms on the right.
 - Mechanisms of Damage: Ataque por Hidrógeno, Corrosion Cracking en aceros al carbono o aleaciones, Corrosion Cracking en aceros inoxidables austeníticos, Corrosión Generalizada, Creep.
 - Mechanisms of Damage Selected: Corrosión Localizada, Otros mecanismos de daño activos, Potenciales mecanismos de daño que no han sido evaluados.
- Factor de Inspección IF:** A section with two sub-sections:
 - Características del programa de inspección en recipientes y tuberías - IF1: Programa de Inspección formal (p)
 - Características del programa de inspección global - IF2: El diseño del Programa de Inspección
- Factor de Equipo - EF:** A section with a single field: Equipo - EF1: 12
- Factor de Condición CCF:** A section with three sub-sections:
 - Condición general de los equipos - CCF1: Igual al standard de la industria.
 - Calidad de diseño y construcción de los equipos - CCF2: Igual al standard de la industria.
 - Efectividad del programa de mantenimiento de los equipos - CCF3: Igual al standard de la industria.
- Factor de Proceso PF:** A section with four sub-sections:
 - Número de paradas de planta anuales - PF1: 0 a 1.
 - Estabilidad del Proceso - PF2: El proceso es extremadamente estable
 - Servicio - PF3: Servicio limpio (sin probabilidad de)
 - Dispositivos de protección - PF4: Posee dispositivos de protección
- Factor de Diseño Mecánico MDF:** A section with four sub-sections:
 - Código de Diseño - MDF1: El equipamiento fue diseñado y m
 - Condiciones de Diseño - MDF2: 1
 - Datos de Diseño - MDF3: No se cuenta con todos los datos
 - Planos - MDF4: No se cuenta con todos los planos
- Buttons:** At the bottom right, there are 'Cancelar' and 'Guardar Análisis' buttons.

Figura 4-3. Formulario interactivo del análisis cualitativo Probabilidad.

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

A continuaci3n, se accede a la solapa consecuencia donde de igual manera se despliega el formulario interactivo con los factores correspondientes a la consecuencia (figura 5-3). Como en el caso de la probabilidad, tambi3n existen factores que ya han sido cargados autom3ticamente. Resta completar los faltantes. Se procede a seleccionar las opciones representativas para cada factor, sus posibles valores y todos los criterios y/o excepciones adoptadas se detallan en el Anexo B.

Análisis Cualitativo

Vincular Equipo a otro Análisis Cualitativo

TAG Equipo:	V-2
Tipo:	Recipiente
Año Puesta en Marcha:	1998
Fluido:	Fración Liviana Nafta
Presión Trabajo (psf):	4
Temperatura Trabajo (°F):	175
Denominación:	ACUMULADOR DE REFLUJO

Equipos vinculados / a vincular:

No existen equipos vinculados / a vincular.

Probabilidad: 28
Consecuencia: 79
Recalcular

Factor de Presión PRF
Factor de Autoignición (presión) - PRF1: 5

Factor Químico CF
CF1: 12

Factor Tóxico TF
Factor de Salud - TF1: 25

Factor de Autoignición AF
Autoignición - AF1: 10

Factor de Estado SF
Estado - SF1: 5

Factor de Cantidad QF
Cantidad de material liberado - QF1: 200K-700K pounds.

Factor de Población PPF
Cantidad de personas en el área afectada - PPF1: 10-100 personas en un radio de 1.

Factor de Interrupción de Negocios BIF
Críticidad del equipo - BIF1: No se pueda entregar el producto
Tiempo de parada de planta por equipo: 5
Costo de Reemplazo / Reparación de Equipamiento: 5

Factor de Crédito CRF
Detección CRF1
☐ El sistema de detección de gas se considera efectivo?
Protección CRF2 CRF3
☐ El equipamiento del proceso es operado normalmente atmósfera inerte?
☐ Los sistemas de protección se mantienen operativos ante un incidente mayor?
Aislación
Aislación: La aislación es operada manualmente
☐ La aislación del equipamiento puede controlarse en forma remota y:
La instrumentación está protegida
Mitigación
☐ Hay paredes alrededor del equipamiento más crítico?
☐ Existe un desagüe que permita desagotar pérdida de fluido?
☐ Hay material a prueba de fuego en cables y/o estructuras?
☐ Hay suministro de agua, al menos durante 4 horas?
☐ Hay sistema de extinción con espuma?
☐ Hay monitores de agua que pueden alcanzar todas las áreas afectadas?
☐ Está comprobado que el sistema de mitigación es efectivo?

Cancelar Guardar Análisis

Figura 5-3. Formulario interactivo del análisis cualitativo consecuencia.

Fuente. Software Tzolkín Repsol. 2015

Los criterios para la definición de las variables de consecuencia del presente documento adoptados para el análisis cualitativo inicial son revisados por medio del Comité de Integridad de Repsol S.A. al realizar las reevaluaciones de riesgo anualmente.

En la figura 5-3 sección superior se muestra la matriz de riesgo calculada para el equipo acumulador de reflujo V-2. Y en la tabla 2-3 se describe el resumen del análisis cualitativo de los equipos estáticos analizados de la planta “Topping”, en donde las probabilidades y consecuencias de cada equipo han sido estimadas conforme a las escalas relativas descritas anteriormente tabla. 4-2, y tabla. 5-2.

Tabla 2-3. Matriz de riesgo cualitativo de los equipos estáticos.

Equipo	Descripción	Probabilidad	Consecuencia	Ubicación en matriz	nivel de riesgo
V-1	Desalador	23	43	2B	Riesgo bajo
V-2	Acumulador de reflujo	28	79	3E	Riesgo alto
V-3	Stripper de diesel	33	49	3C	Riesgo medio
V-5	Colector de condensado	28	35	3B	Riesgo bajo
E1-A/B/C/D/E/F (carcasa)	Intercambiador de calor	28	51	3C	Riesgo medio
E1-A/B/C/D/E/F (tubo)	Intercambiador de calor	29	51	3C	Riesgo medio
E1-G/H (carcasa)	Intercambiador de calor	28	74	3D	Riesgo medio/alto
E1-G/H (tubo)	Intercambiador de calor	29	74	3D	Riesgo medio/alto
H-1	Horno	35	75	3D	Riesgo medio/alto
T-1 (fondo)	Torre	35	87	3E	Riesgo alto
T-1 (tope)	Torre	27	96	3E	Riesgo alto

Fuente. Software Tzolkin Repsol, 2015

La presentación de los resultados en una matriz de riesgo es una manera eficaz de mostrar la distribución de los riesgos para diferentes componentes de la unidad de proceso sin valores numéricos. En la matriz de riesgos, la categoría de consecuencia y la probabilidad están dispuestos de tal manera que los componentes más altos de riesgos se

encuentran hacia la esquina superior derecha y tienen prioridad para la planificación de la inspección debido a que tienen el riesgo más alto. Del mismo modo los elementos que se encuentran en la esquina inferior izquierda tienden a menor prioridad debido a que tienen el riesgo más bajo.

De la matriz de riesgo obtenida de los equipos estáticos analizados se observa que se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

En la zona alto riesgo se encuentran 3 equipos, en la zona medio alto 5 equipos, en la zona medio 13 equipos y en la zona bajo 2 equipos con un total de 23 equipos analizados.

Tabla 3-1 Matriz de riesgo cualitativo de los equipos estáticos.

Categorías de probabilidad	5					
	4					
	3	V-5	E1-A (carcasa) E1-A(tubos) E1-B (carcasa) E1-B(tubos) E1-C (carcasa) E1-C(tubos) E1-D (carcasa) E1-D(tubos) E1-E (carcasa) E1-E(tubos) E1-F (carcasa) E1-F(tubos) V-3	E1-G (carcasa) E1-G(tubos) E1-H (carcasa) E1-H(tubos) H-1	T-1 (fondo) T-1 (tope) V-2	
	2	V-1				
	1					
		A	B	C	D	E
		Categorías de consecuencia				

Fuente. Software Tzolkin Repsol, 2015

Análisis de espesores. En el software Tzolkin permite realizar una evaluación de los datos obtenidos con el objetivo de conocer las velocidades de corrosión estimadas a corto y largo plazo, para identificar los componentes críticos. En la pestaña de análisis de espesores se realiza el análisis correspondiente de los espesores que se han ingresado previamente. Para ello se caracteriza el tipo de corrosión. El software permite en caso de que se posea otro valor de velocidad de corrosión, ingresar en forma manual de manera de actualizar el análisis.

En función de los datos cargados previamente en el análisis de los espesores y seleccionando el tipo de corrosión que caracteriza al equipo, la aplicación calculará las velocidades de corrosión a corto/largo plazo, identificará el componente crítico y obtendrá la vida remanente mediante el software Tzolkin.

Figura 6-3. Formulario interactivo de análisis de espesores.

Fuente. Software Tzolkin Repsol, 2015

En la figura 7-3 se puede apreciar el reporte del análisis de los espesores en la cual incluye la gráfica de la evolución de los espesores con respecto al tiempo y cómo afecta la velocidad de corrosión al equipo. Nos indica la vida remanente y próxima inspección del equipamiento, el espesor mínimo medido, el espesor requerido.

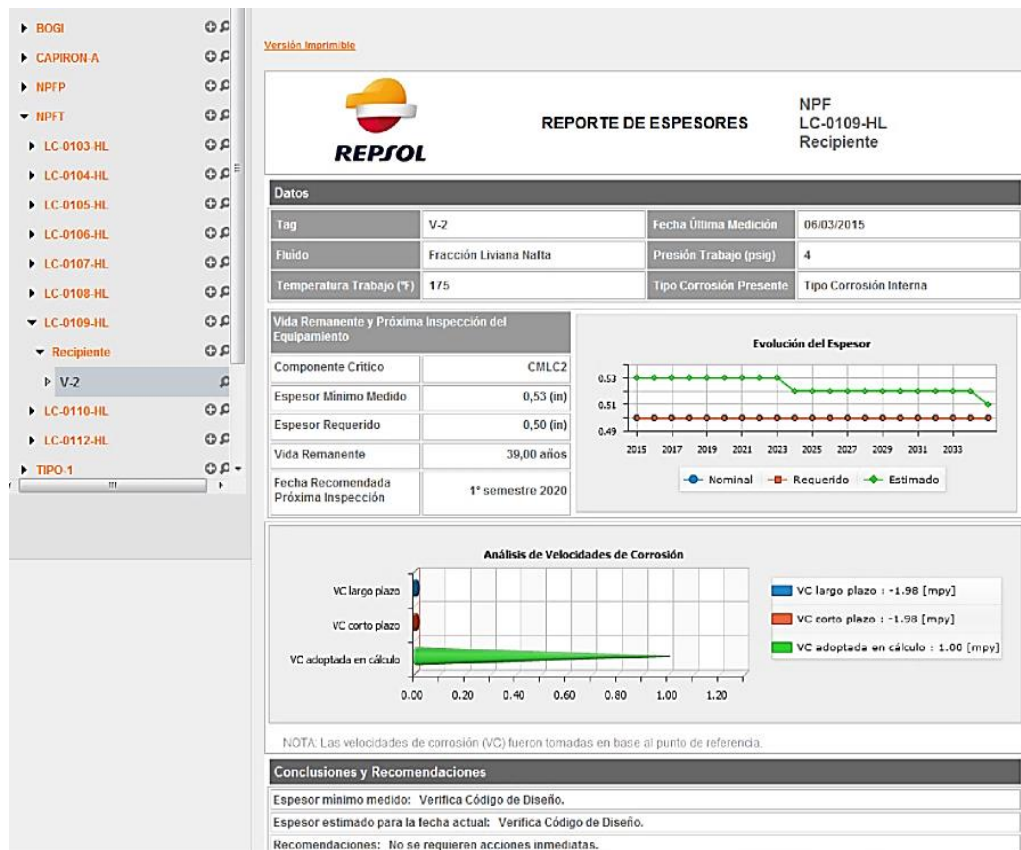


Figura 7-3. Reporte de espesores del software Tzolkin.

Fuente. Software Tzolkin Repsol, 2015

3.3.5 *Análisis semicuantitativo de riesgo.*

Para el análisis semicuantitativo se selecciona la solapa de análisis respectivo en donde se procede a completar el formulario, se seleccionan los factores de daño correspondientes (en base a API RP 571/581), donde se podrá determinar qué mecanismos de daño aplica a cada equipo según sus condiciones de servicio.

A partir de la matriz de riesgo del análisis cualitativo de los equipos que se localizan en un nivel de riesgo alto, ahora se determina con el análisis semicuantitativo que es un análisis más riguroso y detallado que se encuentran en un nivel de riesgo para el:

Acumulador de reflujo V – 2 en la zona de riesgo medio D1

Torre (fondo) T – 1 en la zona de riesgo medio C1

Torre (tope) T – 1 en la zona de riesgo medio C1

Determinando que los equipos no presentan riesgos críticos de operación (tabla 4-3).

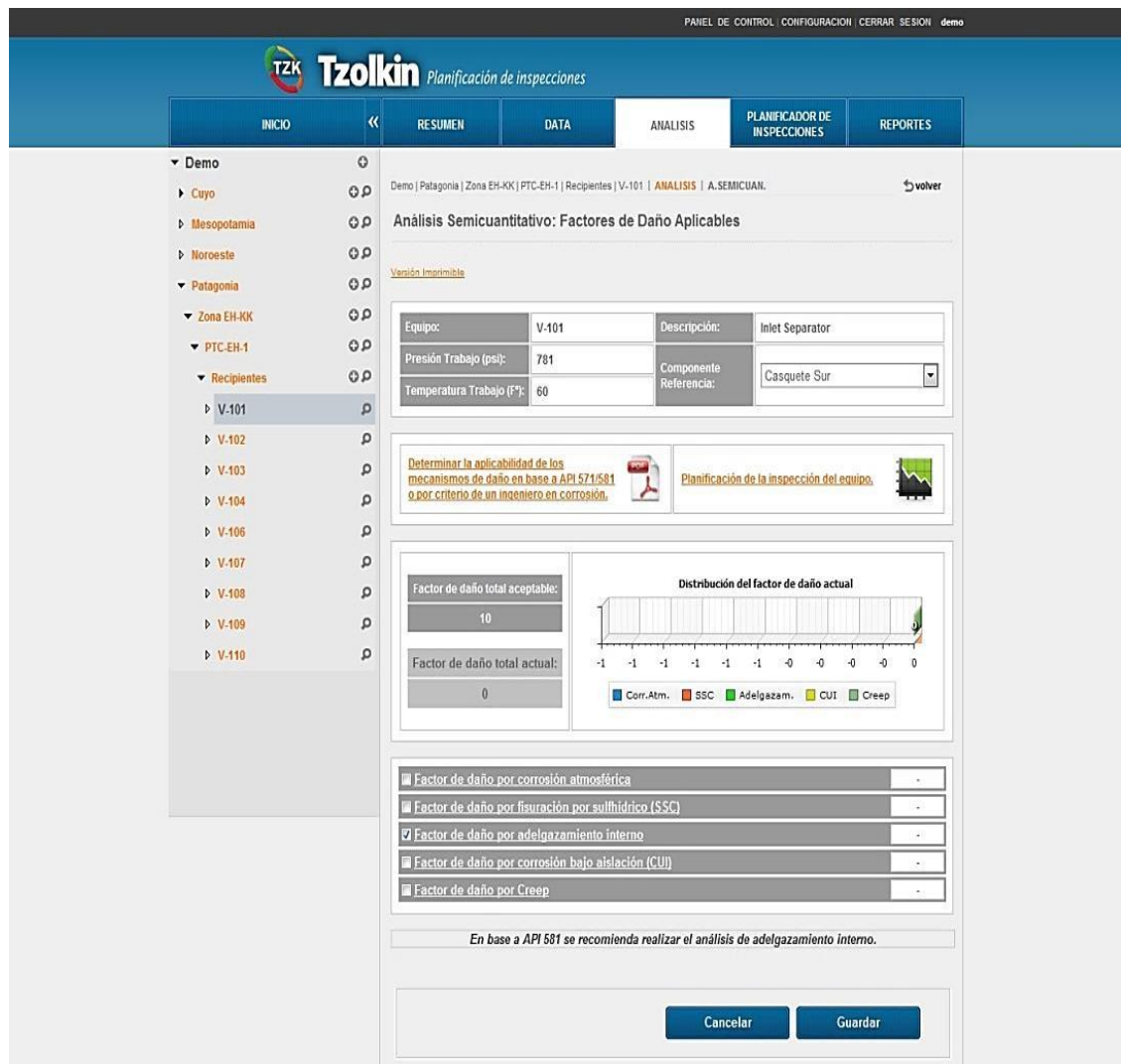


Figura 8-3. Análisis semicuantitativo de riesgo.

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

Tabla 4-3 Matriz de riesgo semicuantitativo de los equipos estáticos

Cat. de probabilidad	5					
	4					
	3					
	2					
	1			T-1 (fondo) T-1 (tope)	V-2	
		A	B	C	D	E
Categorías de consecuencia						

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

3.3.6 Planificación de inspecciones

Una vez detectados y analizados los módulos de daño susceptibles para el equipo, resta completar la etapa del análisis que conlleva programar el nivel y el tipo de inspección a realizar. Dependiendo del nivel de inspección se espera una respuesta del sistema, el cual resulta en un desplazamiento del modelo implícito actual a un nivel de riesgo tolerable, según los requerimientos de la API 581.

Localizado el nivel de riesgo mediante la inspección propuesta, la aplicación genera automáticamente los planes particulares específicos al equipo evaluado. Los planes desarrollados cumplen en todo aspecto con los requerimientos de API 510, API 570, API 653 y con los niveles de riesgo definido en API 581.

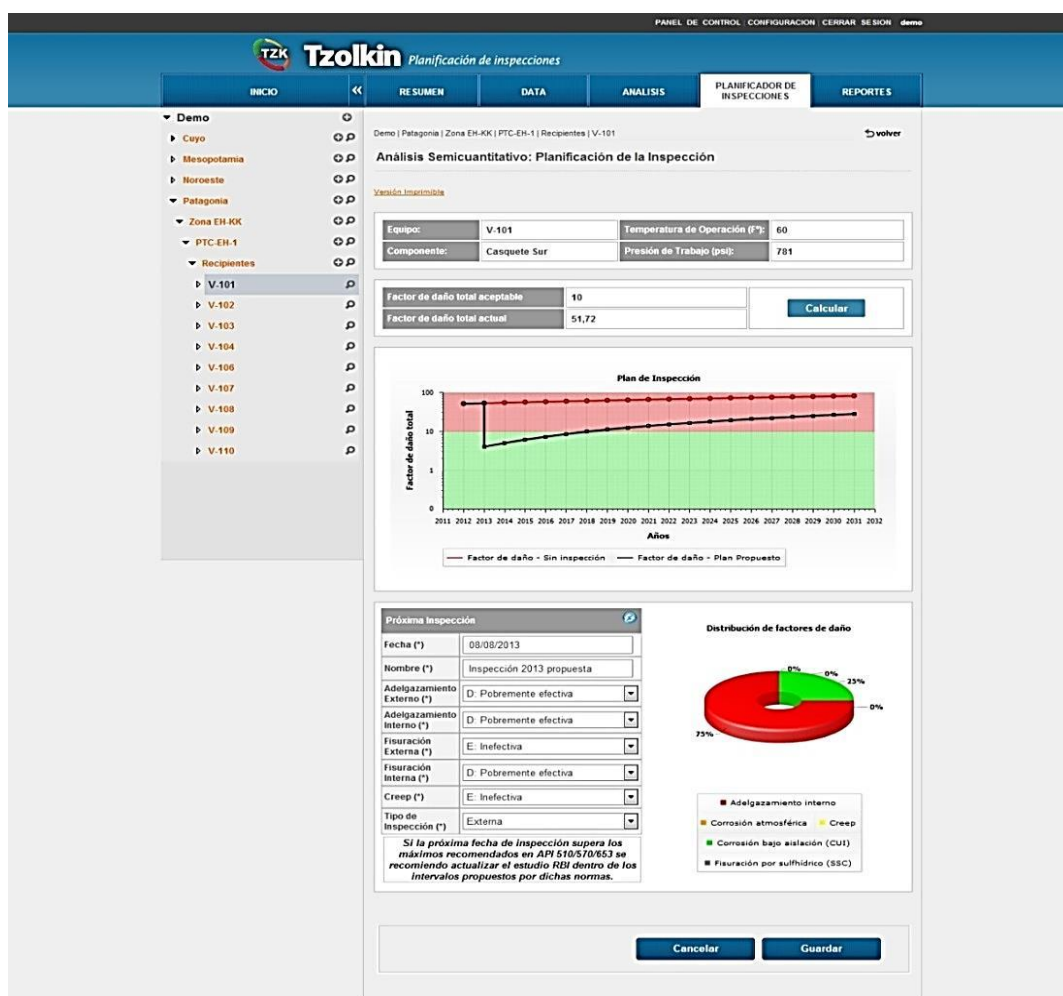


Figura 9-3. Análisis semicuantitativo, planificación de inspecciones.

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

En la ventana que se despliega, se muestra una gráfica en donde se muestra la evolución del riesgo en función del tiempo. Se muestra una línea roja que corresponde al riesgo implícito del equipo sin ninguna intervención o inspección. A su vez, se indica un gráfico de torta en donde se muestra la distribución de los factores de daño involucrados.

Se debe seleccionar el nivel de inspección para cada mecanismo de daño, definida por la API 581 (A: altamente efectiva; B: usualmente efectiva; C: regularmente efectiva; D: pobremente efectiva; E: inefectiva), y además el tipo (externa o interna).

En la figura 9-3 se puede visualizar que se encuentra insertada una línea negra, que corresponde al resultado de la aplicación del plan de inspección propuesto según las condiciones mencionadas. Existen distintas variaciones que permiten disminuir más el nivel, pero conlleva a incrementar la complejidad de la inspección, y por tanto, los costos involucrados.

Las cinco categorías de efectividades de inspección empleadas en API RBI 580-581 se muestran en la norma para cada factor de daño y, en algunos casos, para distintas morfologías dentro de un mismo factor. Las inspecciones se categorizan de acuerdo a su efectividad esperada para detectar daño y predecir efectivamente la tasa de acumulación de daño.

Tabla 5-3. Categorización de efectividades de inspección

Categoría de efectividad de inspección	Descripción
Altamente efectiva	Identificará correctamente el estado de daño en casi todos los casos (80-100% confianza)
Usualmente efectiva	Identificará correctamente el estado de daño en la mayor parte de las veces (60-80% confianza)
Bastante efectiva	Identificará el estado de daño la mitad de las veces (40-60% confianza)
Pobremente efectiva	Provee poca información para identificar el daño (20-40% confianza)
Inefectiva	No provee información relevante para identificar el estado de daño (menor al 20% de confianza)

Fuente: SGI Repsol. 2015

La efectividad de una técnica de inspección dada depende de las características del mecanismo de daño.

Del análisis cuantitativo se obtiene un resumen en la tabla 6-3, donde se observa los diferentes tipos de inspección que se va a realizar con sus respectivas fechas para las próximas inspecciones.

Tabla 6-3 Próximas inspecciones de los equipos estáticos analizados en el Tzolkin.

Nomenclatura	Tipo de inspección	Riesgo actual	Fecha próxima inspección
T-1 (fondo)	Interna	Alto	Segundo semestre/2018
T-1 (tope)	Interna	Alto	Segundo semestre/2018
V-2	Interna	Alto	Segundo semestre/ 2020
E1-G (carcasa)	Interna	medio – alto	Segundo semestre/ 2018
E1-G(tubos)	Interna	medio – alto	Segundo semestre/ 2018
E1-H (carcasa)	Interna	medio – alto	Segundo semestre/ 2018
E1-H(tubos)	Interna	medio – alto	Segundo semestre/ 2018
H-1	Interna	medio – alto	Segundo semestre/ 2018
E1-A (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-A(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-B (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-B(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-C (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-C(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-D (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-D(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-E (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-E(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-F (carcasa)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
E1-F(tubos)	Interna	medio	Segundo semestre/ 2018
V-3	Interna	medio	Segundo semestre/ 2020
V-1	Interna	Bajo	Segundo semestre/ 2020
V-5	Interna	Bajo	Segundo semestre/ 2018

Fuente. Software Tzolkin Repsol. 2015

3.4 Determinación de la frecuencia de falla en la planta Topping.

La planta Topping cuenta con equipos rotativos que disponen de su Back up lo que no se tiene ningún inconveniente en realizar el mantenimiento de los mismo en cualquier instante por el respaldo que se dispone de cada uno de ellos. Adicionalmente a los equipos rotativos se cuenta con:

- 2 compresores K-7 A/B
- 2 calderos B1/B2
- 3 tanques de almacenamiento de diésel T-K 1A/B/C
- 4 quemadores del horno H-1, de los cuales 2 quemadores son duales a gas y diésel Q F/G-1/2 y 2 quemadores a gas Q G-1/2.

Por lo que sus instrumentos relacionados a cada equipo de igual manera no presentan inconvenientes para su mantenimiento en cualquier periodo de tiempo.

Con respecto a los demás elementos que componen la planta “Topping” como por ejemplo los medidores de flujo másicos FT-01 (crudo que ingresa), FT-02 (nafta), FT-03 (diésel de producción) y FT-04 (residuo de retorno) la verificación de los medidores se lo realiza trimestralmente con la planta en línea sin necesidad de desmontar los medidores y tomando en cuenta que son medidores nuevos instalados a inicios del año 2014 se garantiza su funcionamiento. Igualmente se disponen de un sistema de alimentación ininterrumpido XT-UPS-DP que se encuentra alimentando en caso de emergencia al sistema de control DCS, el mantenimiento se lo realiza sin ningún problema cuando el sistema DCS está conectado al sistema eléctrico general de que se dispone en la planta.

El transformador del desalador V- 1 con tag XT-V1-TR para su mantenimiento se lo realiza al mismo tiempo que el equipo V-1 pero de existir algún inconveniente se lo puede hacer retirando de servicio al equipo desalador por un periodo de tiempo sin que afecte a la producción, pero en cambio esto afectará a la velocidad de corrosión de corrosión de la planta por lo que se requerirá en hacerlo en menor tiempo posible su reparación.

Existen otros elementos en la planta donde se realizan sus respectivos mantenimientos sin afectar al paro de la misma, ya que se recurre a otros parámetros de control en el proceso hasta que se realice el mantenimiento sin poner en riesgo la seguridad de la planta, personal y producción.

Los registros de los informes de mantenimiento realizados se recopilan en el programa “SAP PM” (Sistema, aplicaciones y procesos módulo mantenimiento de planta) administrado por el departamento de Ingeniería de Mantenimiento, a partir de Septiembre del 2014 hasta 30/10/2015. Y en los años comprendidos 2004 hasta el 2014 se lleva un registro en el software Máximo 5.2.

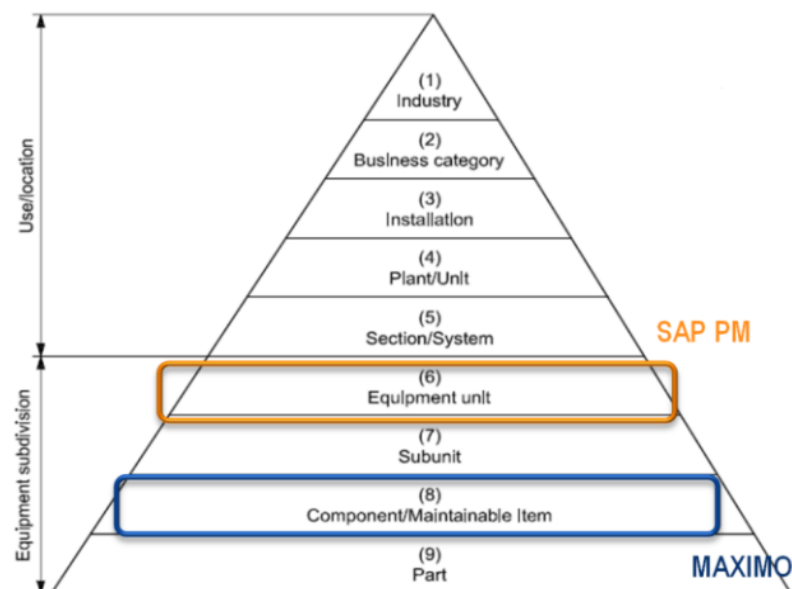


Figura 10-3. Estructura funcional – SAP PM Repsol.

Fuente. Ingeniería de mantenimiento Repsol mayo 2014.

El nivel de desagregación de equipos definido en el modelo “SAP PM”, se define la estructura funcional conforme la norma ISO 14224 hasta el nivel 6 (equipo principal) y la desagregación que estaba implementada en Máximo 5.2 era hasta un nivel de componente, aunque la estructura no seguía la norma ISO 14224.

Del reporte del SAP PM y de Máximo 5.2 desde enero del 2004 se recopila la información de las órdenes de trabajo correctivas más frecuentes con sus respectivas horas de parada de la planta “Topping” como se observa en la tabla 7-3, y la determinación de la frecuencia media entre fallas (MTBF).

Tabla 7-3 Resumen de los tiempos de mantenimiento y cálculo de la confiabilidad.

Equipo	Tiempo funcionando (días)	Tiempo en MC (días)	OT en MC	MTBF (meses)	MTTR (días)	MUT (meses)	Co %	Do %
E-2	4002,08	7	3	44,5	2.3	44.4	99.83	99.83
E-3	4002,08	1,21	1	133,4	1.2	133.4	99.97	99.97
V-3	4002,08	0,58	1	133,4	0.6	133.4	99.99	99.99
E-2MB	4002,08	1,04	2	66,7	0.5	66.7	99.97	99.97
E-2MA	4002,08	1,04	3	44,5	0.3	44.5	99.97	99.97
UPS	4002,08	0,33	2	66,7	0.2	66.7	99.99	99.99
FIC-09	4002,08	3,17	2	66,7	1.6	66.7	99.92	99.92
FDM	4002,08	0,21	2	66,7	0.1	66.7	99.99	99.99
NV-8201	4002,08	0,33	3	44,5	0.1	44.5	99.99	99.99
Disyuntor eléctrico	4002,08	0,13	1	133,4	0.1	133.4	100	100
Cable de potencia	4002,08	0,29	1	133,4	0.3	133.4	99.99	99.99

Fuente. SAP PM y MÁXIMO 5.2 Repsol planta Topping periodo desde 2004 hasta 11/03/2015

3.4.1 *Procesamiento estadístico comprobación.*

Mediante la identificación de las fallas más frecuentes y las causas que lo generan se puede establecer el tiempo de ejecución del mantenimiento preventivo con la finalidad de evitar las fallas inesperadas por tiempos muertos que se obtiene de la tabla 7.3.

Hipótesis: El análisis de las fallas más frecuentes y las causas que lo generan en la planta de destilación atmosférica en el bloque 16 de Repsol, permite determinar que la frecuencia de 12 meses empleada para su mantenimiento preventivo no es la óptima.

Hipótesis nula: La frecuencia de parada para el mantenimiento preventivo de la planta no es corta los 12 meses para las fallas más frecuentes. **H0: $u \leq 12$ meses**

Hipótesis alternativa: La frecuencia de parada para el mantenimiento preventivo de la planta es mayor a los 12 meses para las fallas más frecuentes. **Ha: $\mu > 12$ meses**

Aplicando la estadística de “**t Student**” para el procesamiento estadístico de la hipótesis planteada, cuando una investigación se basa en muestreo pequeño ($n < 30$).

$$t = \frac{\bar{x} - \mu}{\frac{S}{\sqrt{n}}}$$

Ecuación 11

Dónde:

\bar{X} = media muestral.....= 44.5 meses

μ = media poblacional.....= 12 meses

S = desviación estándar.....= 29.37 meses

n = tamaño de la muestra.....= 21

α = nivel de significancia.....= 0.01 (aseguramiento de calidad) (Suárez Mario, 2015, p.1)

Datos obtenidos partiendo de la tabla 7.3:

Calculando “t Student”:

$t = (44.5 - 12) / 29,37 * (21)^{0,5}$ Ecuación 11

$t = 5.071$ (t calculado)

Con nivel de significancia igual a 0.01 (aseguramiento de calidad) y de grados de libertad igual a 20. Se obtiene en la tabla de “t student” para $t_{0,99} = 2.53$, anexo G (Murray R, 2000, p. 537).

Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa si t calculada no se ubica en la región de aceptación y como:

$t \text{ calculado} > t \text{ tabla.}$

$5.071 > 2.53$

Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa.

3.5 Tendencia de curvas de eficiencia de los equipos estáticos.

En las figuras de la 12-3 a la 27-3 se muestran las tendencias de las eficiencias de los diferentes equipos estáticos de la planta “Topping” durante los últimos 3 años antes de realizar el mantenimiento total de la planta en el año 2015.

3.5.1 Eficiencia del desalador V-1.

Para determinar la eficiencia del desalador V-1 se requiere parámetros operativos del equipo, como la cantidad de ingreso de crudo a la planta (bpd), la cantidad de agua de lavado (bpd), la cantidad de sal de entrada y salida (PTB), sal de agua de lavado (PTB), porcentaje de agua (BSW) de entrada y salida en el crudo con estos datos determinar la sal removida (R) en porcentaje, sal óptima (PTB) (A) y poder determinar la eficiencia operativa mediante la fórmula

$$A = \frac{Z \times \left(S_o + \frac{W \times S_w}{100} \right)}{X \cdot W} \quad \text{Ecuación 12}$$

Dónde:

A= Sal óptima (Petreco - Baker Process)

So= contenido de sal del crudo sin desalar PTB

Sw= contenido de sal del agua de lavado PTB

W= agua de lavado, volumen en porcentaje

X= contenido de agua en el crudo sin desalar en volumen porcentaje

Z= agua sobrante en el crudo desalado, volumen en porcentaje

S= contenido de sal del crudo desalado PTB

R= Sal removida en porcentaje.

Eficiencia del desalador V-1: E (Petreco - Baker Process, pp. 16).

$$E = \frac{S_o - S}{S_o - A} \times 100 \quad \text{Ecuación 13}$$

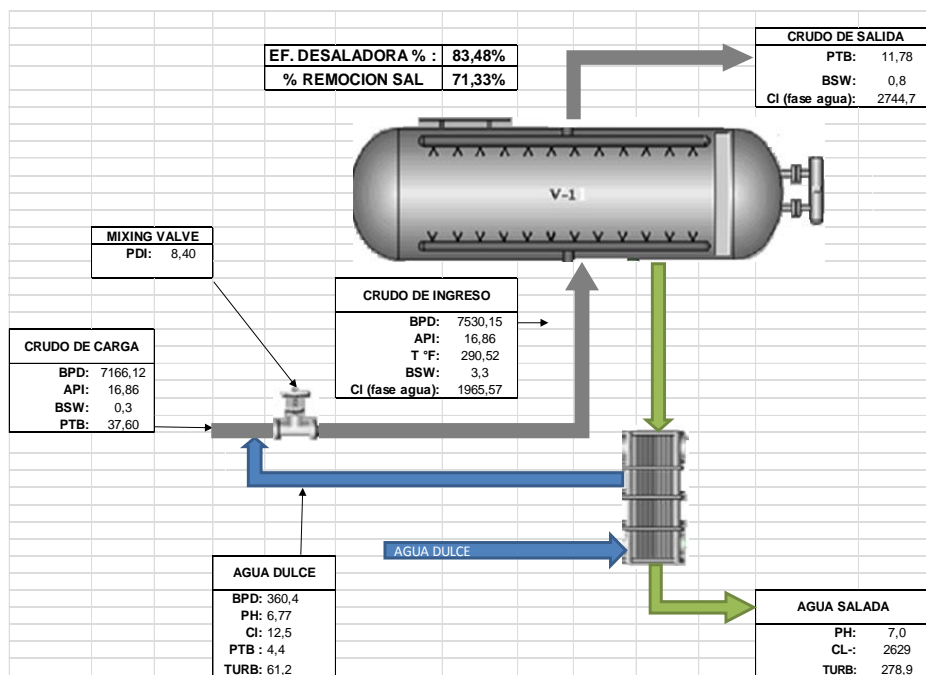


Figura 11-3. Esquema de variables en el desalador V-1.

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 11-3 se presenta el esquema de las variables que intervienen y en la tabla 8-3. se puede observar los datos del desalador V-1 del mes de Febrero/2012 los cuales sirven para realizar el cálculo de la eficiencia del desalador V-1.

Tabla 8-3 Datos operativos para determinar la eficiencia del desalador V-1

Dia operativo	Crudo (bpd)	Agua de lavado (bpd)	Agua de lavado (%)	Sal entrada (PTB)	Sal salida (PTB)	R Sal removida (%)	Sw Sal agua de lavado (PTB)	BS&W (%)		A Sal óptima (PTB)	Eficiencia operativa E (%)
								entrada	salida		
01-feb-12	7093,19	358,8	5,1	25,6	9,6	62,50	4,02	0,15	0,80	3,97	73,98
02-feb-12	7103,93	360	5,1	25,6	9,6	62,50	4,02	0,15	0,80	3,96	73,95
03-feb-12	7107,14	360	5,1	25,6	9,6	62,50	4,02	0,15	0,90	4,46	75,67
04-feb-12	7076,26	360	5,1	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	1,00	4,88	77,22
05-feb-12	7071,11	360	5,1	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,80	3,91	73,76
06-feb-12	7073,58	340	4,8	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,64	76,34
07-feb-12	7055,57	340	4,8	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,63	76,30
08-feb-12	7066,02	340	4,8	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,64	76,32
09-feb-12	7060,50	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,51	75,85
10-feb-12	7058,57	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	1,00	5,00	77,67
11-feb-12	7057,53	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,50	75,85
12-feb-12	7056,44	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	1,00	5,00	77,67
13-feb-12	7051,40	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,50	75,83
14-feb-12	7056,47	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,50	75,84
15-feb-12	7045,71	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,50	75,82

Continúa

Continúa											
16-feb-12	7003,21	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,47	75,73
17-feb-12	7008,07	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,90	4,47	75,74
18-feb-12	7004,37	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,80	3,98	74,00
19-feb-12	7026,69	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	0,80	3,99	74,05
20-feb-12	7019,29	350	5,0	25,6	9,6	62,50	4,02	0,20	1,00	4,97	77,57
21-feb-12	7005,50	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,20	0,80	4,36	61,93
22-feb-12	7025,01	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,20	0,70	3,83	60,58
23-feb-12	7020,41	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,20	0,80	4,37	61,96
24-feb-12	7025,86	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,15	0,60	3,32	59,33
25-feb-12	7018,81	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,15	1,00	5,51	65,07
26-feb-12	7053,13	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,15	0,90	4,99	63,60
27-feb-12	7054,62	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,15	1,00	5,54	65,15
28-feb-12	7057,76	350	5,0	28,1	13,4	52,31	4,02	0,15	1,00	5,54	65,16
Promedio	7048,4	350,7	5,0	26,3	10,7	59,6	4,0	0,2	0,9	4,5	72,1

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 12-3 se puede observar la tendencia de la eficiencia del desalador V-1 del año 2012 tomado de la base de datos operativos de la planta “Topping”. En la tendencia de la curva se puede observar que se tiene un promedio de eficiencia del equipo del 80% que alcanza el límite inferior de operación durante el primer año sin mantenimiento lo que no hay problema en la operación con una carga de ingreso de crudo de 6984 bpd.

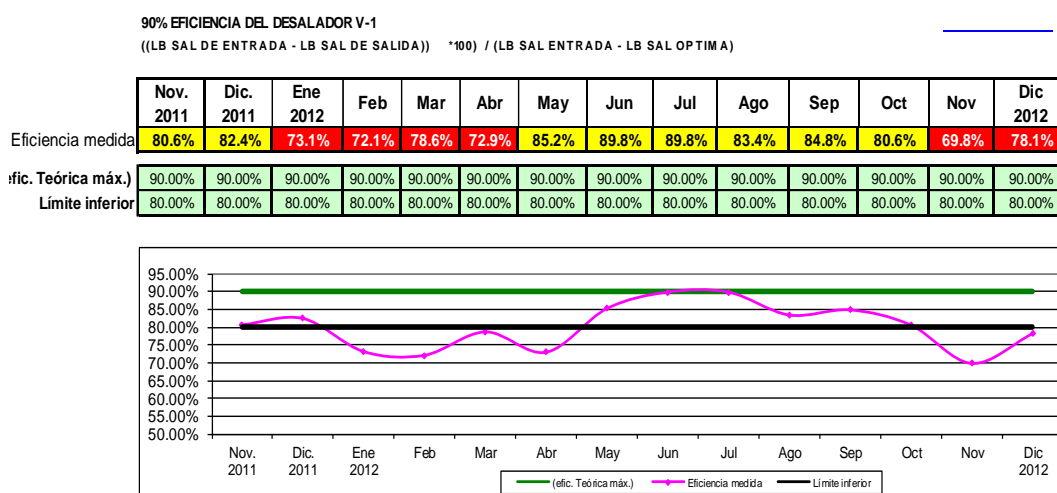


Figura 12-3. Eficiencia del desalador V-1 año 2012.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

En la siguiente figura 13-3 de la tendencia de eficiencia correspondiente al año 2013 se tiene un promedio de 70.89% que es un valor mínimo al requerido en la operación lo

que representaría una desventaja pero se opera con un aumento en el promedio de ingreso de crudo a 7142 bpd en referencia al año 2012.

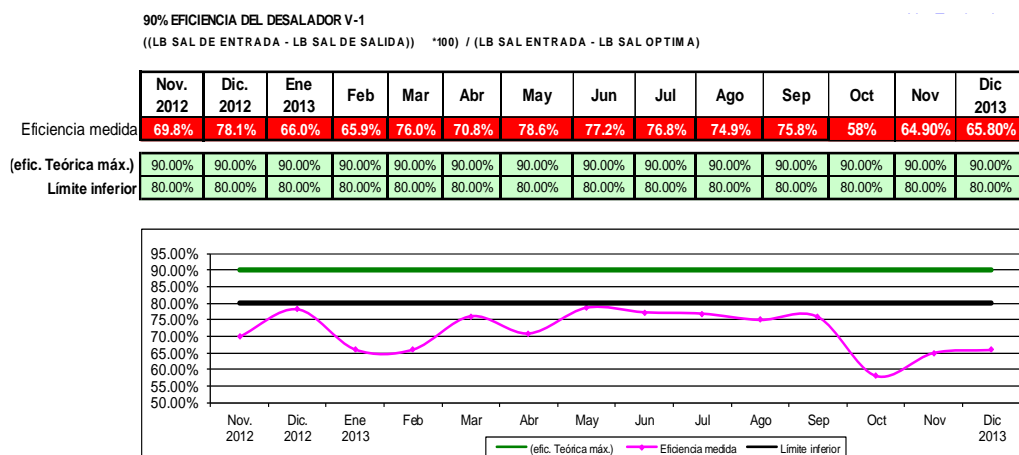


Figura 13-3. Eficiencia del desalador V-1 año 2013.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

En la curva de la tendencia de la eficiencia del desalador V-1 del año 2014 se puede apreciar que el promedio es de 79% existe un incremento en la eficiencia del equipo y esto se debe a las pruebas realizadas por parte del Centro Técnico de Repsol de España (CTR) con la finalidad de lograr una mejor eficiencia del equipo considerando que en la actualidad se tiene una carga de ingreso de 7143 bpd., valor que se obtuvo mediante la modificación de los diferentes parámetros operativos del desalador como también de la dosificación de los químicos.

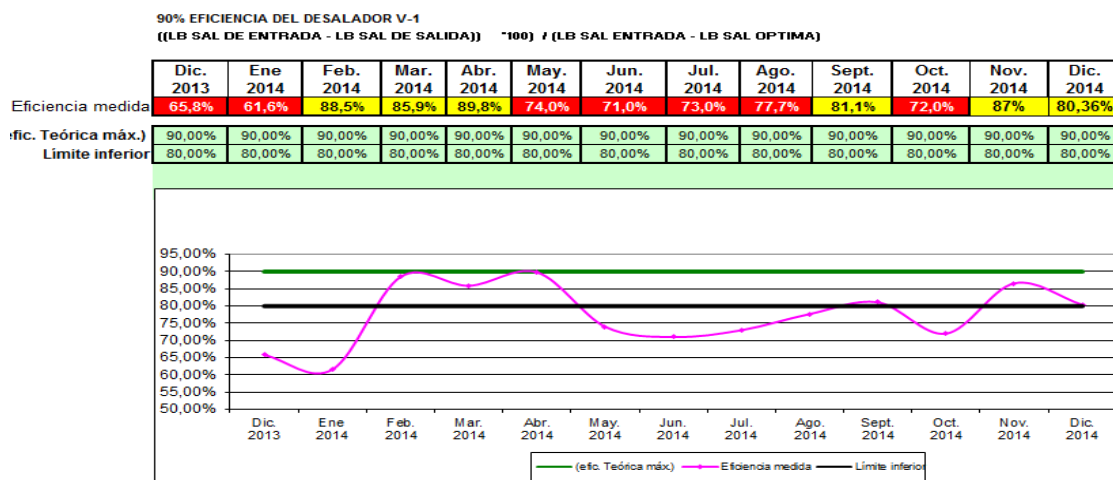


Figura 14-3. Eficiencia del desalador V-1 año 2014.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

3.5.2 Eficiencia de la torre T-1.

Para determinar la eficiencia de la torre T-1 se considera la carga de crudo que se encuentra ingresando a la planta (bpd) y con la obtención de la cantidad de producción diaria de diésel (bpd), se puede obtener la tendencia de la curva de eficiencia de extracción, además teniendo como referencia el parámetros de eficiencia máxima un valor de 23.6 % (considerada por el fabricante) y como límite inferior de operatividad un valor de 19.4 % requerido.

Se considera para el cálculo de la eficiencia de la torre de destilación T-1 la información tomada de la base de datos de la planta “Topping” correspondiente del mes de agosto del año 2012 que se encuentra registrada en la tabla 9-3, y lo mismo se realiza para los meses restantes hasta el año del 2014 para poder realizar la comparación de las tendencias entre los años 2012 al 2014 durante el tiempo en donde no se realizó el mantenimiento de la planta.

Tabla 9-3 Datos operativos para determinar la eficiencia de la torre T-1.

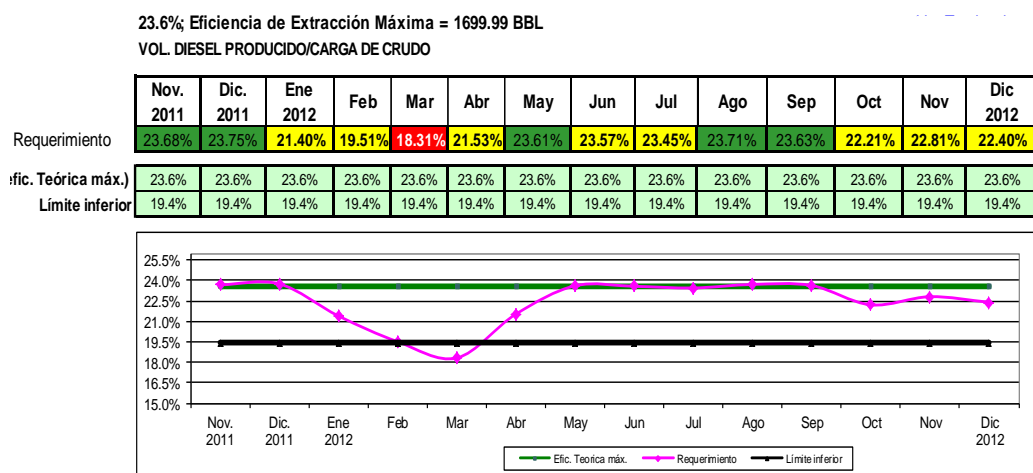
Día operativo	Carga bpd	Residuo bpd	Producción gas bbl	Producción diesel bbl	Eficiencia extracción (%)
01-ago-12	7184,14	5306,02	205,17	1672,95	23,29
02-ago-12	7192,07	5295,96	213,65	1682,46	23,39
03-ago-12	7170,51	5261,52	209,65	1699,34	23,70
04-ago-12	7142,61	5195,04	248,03	1699,54	23,79
05-ago-12	7134,67	5169,42	265,84	1699,41	23,82
06-ago-12	7184,14	5306,02	205,17	1672,95	23,29
07-ago-12	7192,07	5295,96	213,65	1682,46	23,39
08-ago-12	7170,51	5261,52	209,65	1699,34	23,70
09-ago-12	7142,61	5195,04	248,03	1699,54	23,79
10-ago-12	7134,67	5169,42	265,84	1699,41	23,82
11-ago-12	7137,71	5216,64	221,31	1699,76	23,81
12-ago-12	7118,83	5203,01	216,68	1699,14	23,87
13-ago-12	7130,57	5258,24	172,86	1699,47	23,83
14-ago-12	7127,01	5231,99	214,36	1680,66	23,58
15-ago-12	7128,65	5212,97	217,50	1698,18	23,82
16-ago-12	7128,68	5200,49	229,94	1698,25	23,82
17-ago-12	7128,38	5213,87	216,17	1698,34	23,83
18-ago-12	7135,77	5225,28	210,93	1699,56	23,82

Continúa

Continúa					
19-ago-12	7152,21	5199,13	253,37	1699,71	23,76
20-ago-12	7140,82	5214,95	226,35	1699,52	23,80
21-ago-12	7161,59	5243,34	218,75	1699,50	23,73
22-ago-12	7162,57	5212,10	250,79	1699,68	23,73
23-ago-12	7159,59	5231,50	228,28	1699,81	23,74
24-ago-12	7155,30	5240,88	214,63	1699,79	23,76
25-ago-12	7156,17	5244,40	212,97	1698,80	23,74
26-ago-12	7182,99	5240,41	244,73	1697,85	23,64
27-ago-12	7174,81	5237,06	238,29	1699,46	23,69
28-ago-12	7173,78	5269,07	205,55	1699,16	23,69
29-ago-12	7181,89	5262,51	220,42	1698,96	23,66
30-ago-12	7176,15	5231,80	244,62	1699,73	23,69
31-ago-12	7175,49	5242,71	232,95	1699,83	23,69
Promedios	7.154,67	5.234,96	224,09	1.695,62	23,70

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 15-3 se puede apreciar la tendencia de la variación en la extracción de diésel en la torre T-1 para el bloque 16. Todos los datos son obtenidos de la base de datos operativos de la planta “Topping” de Repsol. Se observa que se encuentra dentro de los parámetros establecidos sin ningún inconveniente de producción de diésel de 1512 bpd. y una carga de ingreso 6984 bpd.



• **Diciembre:** Se espera cerrar el mes con una producción promedio de 1576 BBL/D; la baja producción es debido a parada de planta programada para cambio de platos # 3. # 4.v # 5 en la Torre de destilación.

Figura 15-3. Eficiencia de la torre T-1 año 2012.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

En la figura 16-3 se puede apreciar la tendencia de la extracción de la torre de destilación se encuentre en el valor óptimo de producción según se observa la tendencia

de la curva para el año 2013. Con un promedio de 24.02% y un promedio anual de producción de diésel de 1712 barriles.

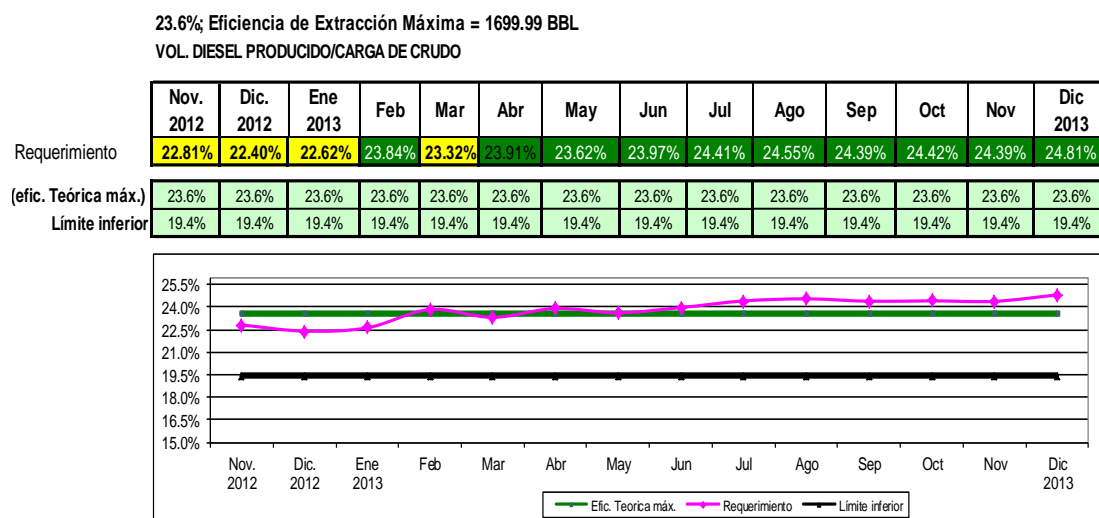


Figura 16-3. Eficiencia de la torre T-1 año 2013.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

De la figura 17-3 la curva de la eficiencia se encuentra con un promedio de 24.95% de diésel 1776 bpd con una carga de ingreso de crudo de 7143 bpd promedio. Observando en la tendencia que se encuentra en un valor óptimo de producción de diésel sin ningún inconveniente para la torre T-1.

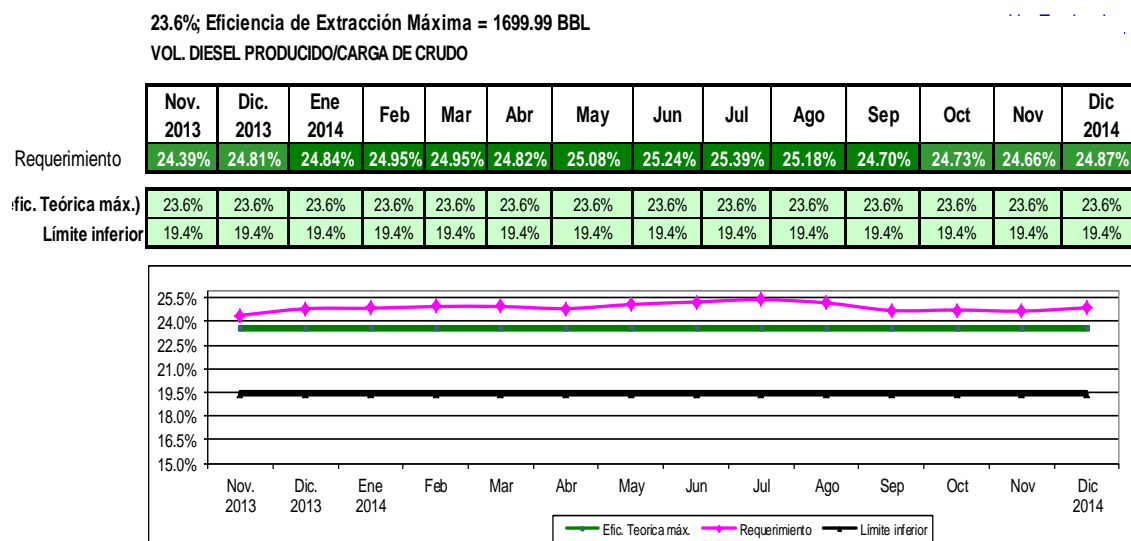


Figura 17-3. Eficiencia de la torre T-1 año 2014.

Fuente. Datos operativos de la planta Topping bloque 16. 2015

3.5.3 Eficiencia del aerofriador E-2 y E-3.

Para la determinación de la eficiencia del aerofriador E-2 se tiene como dato las temperaturas de ingreso y salida del producto en el equipo, la velocidad de giro de los moto reductores, y un factor de condensación para el aerofriador E-2 de 0.090, cuyo valor se obtiene con el ingreso de vapor de 466000 lb/hr. con un valor de salida de vapor de 42000 lb/hr.

Tabla 10-3 Datos operativos para determinar la eficiencia de los aerofriadores E-2 y E-3 de la planta “Topping”

Día operativo	Temp. Domo Torre T-1 °F	Temp. de salida E-2 °F	Veloc de giro. Motores E-2 (%)	Eficiencia de Enfriamiento del E-2 (%)	Temp. Operación del V-3 °F	Temp. de salida E-3 °F	Promedios temp. Tanques TK-1 A/B/C °F	Eficiencia de enfriamiento %
01-abr-12	243,80	173,14	85,63	74,64	348,70	116,20	102,84	81,05
02-abr-12	244,21	177,79	99,02	66,17	344,88	114,90	104,87	79,49
03-abr-12	253,10	174,70	72,00	86,28	350,80	115,20	99,47	84,40
04-abr-12	234,60	172,90	84,00	78,96	329,80	109,10	96,08	87,06
05-abr-12	245,40	173,00	74,00	85,74	342,80	114,90	98,97	83,97
06-abr-12	257,20	175,10	73,00	83,93	350,80	115,20	96,79	86,74
07-abr-12	245,10	173,20	84,00	75,71	338,20	113,00	101,85	81,72
08-abr-12	230,00	169,20	92,00	71,97	318,50	115,70	100,36	79,30
09-abr-12	238,80	172,10	75,00	86,48	332,40	113,70	96,85	84,92
10-abr-12	236,80	171,80	77,00	84,80	320,00	113,30	94,79	85,18
11-abr-12	243,40	171,00	76,00	83,20	334,00	113,40	95,83	86,15
12-abr-12	245,90	172,00	71,00	88,67	333,00	112,10	92,92	89,24
13-abr-12	248,90	172,20	73,00	85,30	332,00	114,10	95,86	85,58
14-abr-12	241,00	171,90	95,00	67,57	338,20	119,00	101,33	79,95
15-abr-12	245,90	172,80	76,00	83,22	328,00	113,80	97,68	83,57
16-abr-12	242,10	172,60	77,00	83,33	336,00	114,80	99,13	83,01
17-abr-12	238,70	172,30	76,00	85,48	336,10	114,90	99,43	82,74
18-abr-12	235,80	172,10	65,00	101,06	330,20	115,10	93,17	87,39
19-abr-12	236,60	171,10	75,00	86,78	335,80	113,80	98,91	83,55
20-abr-12	232,70	170,80	69,00	95,74	333,50	115,30	99,47	82,22
21-abr-12	235,00	171,40	78,00	84,16	334,80	114,50	97,31	84,53
22-abr-12	236,20	172,00	75,00	87,38	340,40	115,70	98,72	83,58
23-abr-12	234,40	171,20	76,00	86,49	341,90	116,90	99,32	82,82

Continúa

Continúa								
24-abr-12	232,70	170,00	78,00	84,29	336,10	115,00	97,70	84,17
25-abr-12	231,80	170,20	85,00	77,74	332,80	115,60	98,70	82,66
26-abr-12	233,40	169,50	82,00	79,71	335,20	114,80	102,30	80,34
27-abr-12	232,50	170,10	80,00	82,31	333,60	115,30	98,78	82,81
28-abr-12	231,60	171,60	93,00	71,70	335,20	114,10	91,40	90,21
29-abr-12	227,90	167,60	90,00	73,54	322,1	113,9	95,72	84,41
30-abr-12	236,70	176,40	74,00	90,64	323,1	107,5	91,55	91,11
Promedios	239,07	172,06	79,32	82,43	334,96	114,36	97,94	84,13

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

Para la figura 18-3 se puede apreciar la tendencias del eroenfriador E-2 en el lapso del primer año de mantenimiento teniendo un promedio de 76.8% trabajando todo el año dentro de los rangos permitidos. Se considera que se tiene un ingreso de crudo de 6984 bpd. por condiciones operativas del bloque 16 lo que permite trabajar sin problema para obtener la producción requerida en la generación eléctrica.

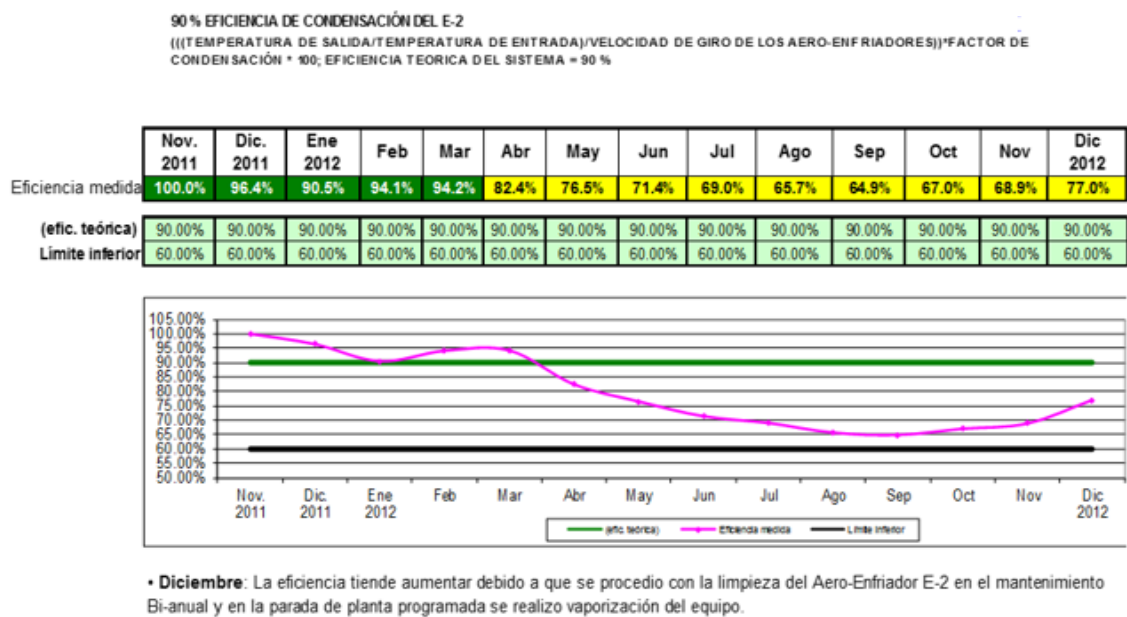


Figura 18-3. Eficiencia de condensación del E-2 aeroenfriador año 2012.

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

Para el año 2013 se tiene la tendencia de la eficiencia del aeroenfriador E-2 trabajando en el rango mínimo permitido del 65% pero con una carga de crudo de 7142 bpd con respecto al año anterior hay una disminución de la eficiencia con el aumento de la carga de ingreso.

90 % EFICIENCIA DE CONDENSACIÓN DEL E-2

(((TEMPERATURA DE SALIDA/TEMPERATURA DE ENTRADA)/(VELOCIDAD DE GIRO DE LOS AERO-ENFRIADORES))*FACTOR DE CONDENSACIÓN * 100; EFICIENCIA TEORICA DEL SISTEMA = 90 %

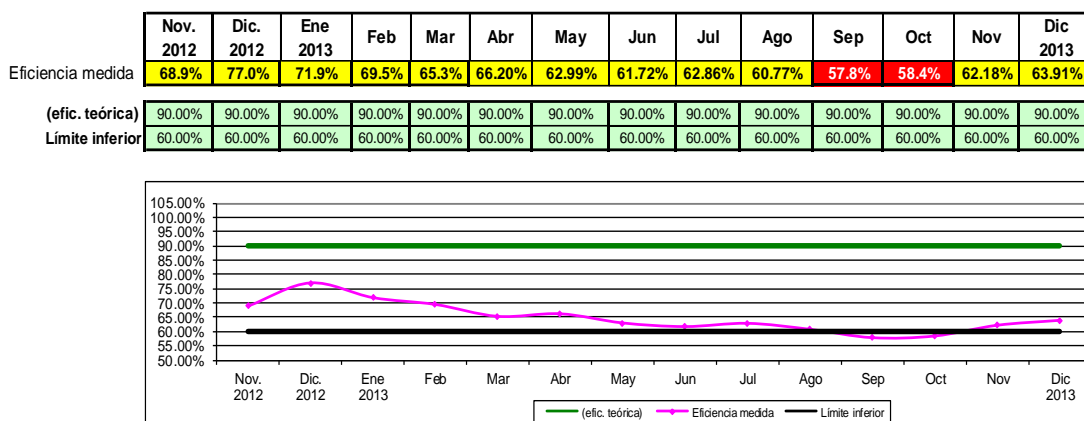


Figura 19-3. Eficiencia de condensación del aerofriador E-2 año 2013

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 20-3 se puede observar la eficiencia del equipo aerofriador E-2 que ya comienza a trabajar por debajo del valor mínimo requerido para la producción con un promedio de 59% con un ingreso de carga de crudo de 7143 bpd. lo que se está trabajando con una baja eficiencia del equipo.

90 % EFICIENCIA DE CONDENSACIÓN DEL E-2

(((TEMPERATURA DE SALIDA/TEMPERATURA DE ENTRADA)/(VELOCIDAD DE GIRO DE LOS AERO-ENFRIADORES))*FACTOR DE CONDENSACIÓN * 100; EFICIENCIA TEORICA DEL SISTEMA = 90 %

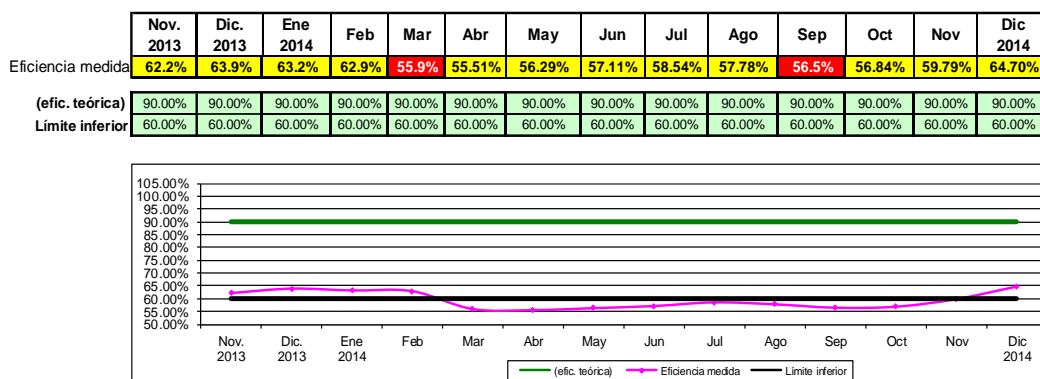


Figura 20-3. Eficiencia de condensación del aerofriador E-2 año 2014

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

3.5.4 Aeroenfriador E-3.

De la tabla 3-10 se obtiene las curvas en referencia a la tendencia de la eficiencia del equipo para los años 2012, 2013, 2014 considerando un factor de enfriamiento de 0.80

obteniendo el valor con el calor específico (líquido-vapor) de 0.631 BTU/lb°F de entrada y un calor específico de 0.507 BTU/lb°F que son datos de diseño del equipo proporcionado por el fabricante.

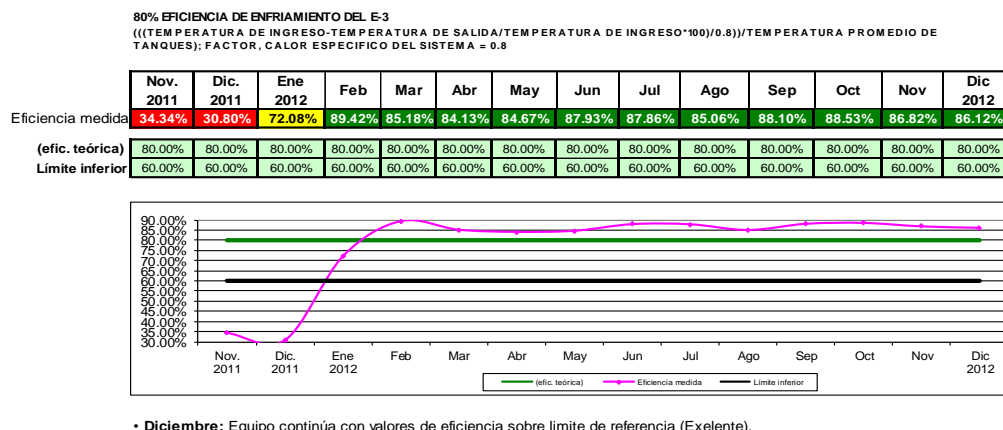


Figura 21-3. Eficiencia del enfriador E-3 año 2012

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 21-3 se observa la tendencia de la eficiencia del año 2012 con un valor promedio de 85.49% trabajando sobre el valor máximo requerido para la producción.

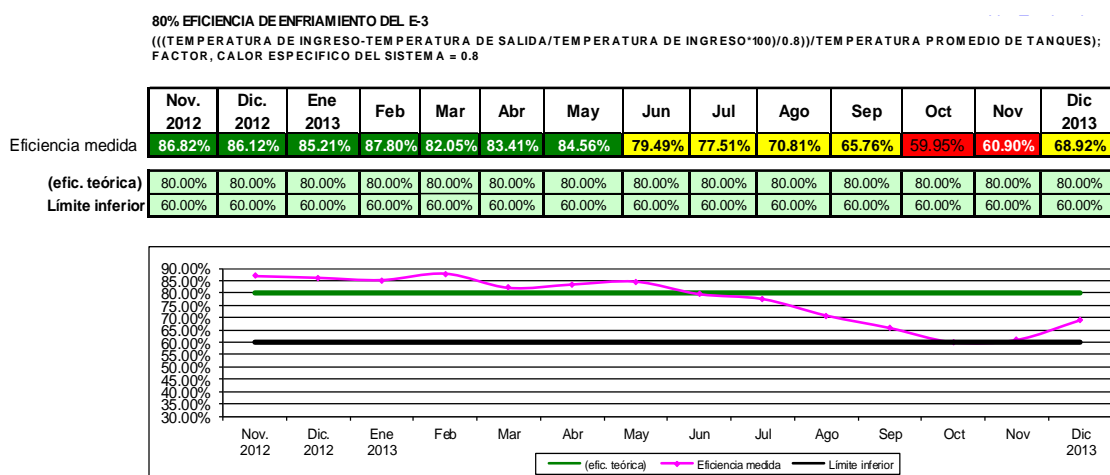


Figura 22-3. Eficiencia del enfriador E-3 año 2013

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 22-3 de la tendencia de la eficiencia del aerofriador E-3 se observa que trabaja con un promedio de 77.09% para una carga de crudo 7143 bpd. donde a pesar de su disminución de la eficiencia sigue trabajando dentro del parámetro requerido para la producción diaria de diésel.

80% EFICIENCIA DE ENFRIAMIENTO DEL E-3

(((TEMPERATURA DE INGRESO-TEMPERATURA DE SALIDA/TEMPERATURA DE INGRESO*100)/0.8))/TEMPERATURA PROMEDIO DE TANQUES);
FACTOR, CALOR ESPECIFICO DEL SISTEMA = 0.8

	Nov. 2013	Dic. 2013	Ene 2014	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic 2014
Eficiencia medida	60.90%	68.92%	66.03%	72.16%	74.64%	76.42%	77.10%	79.38%	77.73%	79.36%	77.78%	77.36%	75.67%	74.82%
(efic. teórica)	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%	80.00%
Limite inferior	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%	60.00%

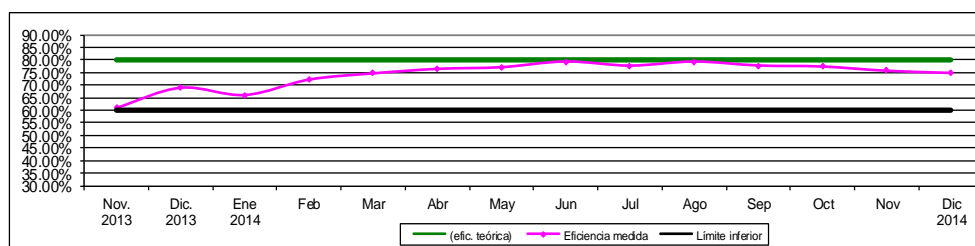


Figura 23-3. Eficiencia del enfriador E-3 año 2014

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

Para el año 2014 la eficiencia del equipo del aerofriador E-3 trabaja con un promedio del 75.8% con lo cual operativamente no hay problema para la producción de diésel requerida.

3.5.5 Eficiencia de los intercambiadores de calor E1-A/B/C/D/E/F/G/H lado tubo y carcasa.

En la tabla 11-3 se observa los datos operativos almacenados del mes de agosto del 2012 de todos los intercambiadores de calor tanto del lado carcasa y tubo.

Tabla 11-3 Datos operativos para determinar la eficiencia de los intercambiadores

dia operativo	E1 - A/B				E1 - C/D				E1 - E/F				E1 - G/H	
	tubo		carcasa		tubo		carcasa		tubo		carcasa		tubo	carcasa
	IN Psi	OUT °F	OUT Psi	OUT °F	IN Psi	OUT °F	OUT Psi	OUT °F	IN Psi	OUT °F	OUT Psi	IN Psi	OUT °F	OUT °F
01-ago-12	155	190	120	220	150	280	125	240	148	290	150	94	360	
02-ago-12	155	190	120	220	150	280	125	240	148	290	150	94	360	
03-ago-12	160	190	140	225	158	260	130	260	148	290	150	96	375	
04-ago-12	160	190	140	225	158	260	130	260	148	290	150	96	375	
05-ago-12	160	190	140	225	158	260	130	260	148	290	150	96	375	
06-ago-12	160	190	140	225	158	260	130	260	148	290	150	96	375	
07-ago-12	160	190	140	225	158	260	130	260	148	290	150	96	375	
08-ago-12	160	190	145	230	160	265	130	260	150	290	150	93	370	
09-ago-12	160	190	145	230	160	265	130	260	150	290	150	93	370	
10-ago-12	155	185	140	235	160	260	135	265	150	290	145	93	375	
11-ago-12	155	185	140	235	160	260	135	265	150	290	145	93	375	

Continúa

12-ago-12	155	185	140	235	160	260	135	265	150	290	145	93	375
13-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
14-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
15-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	94	370
16-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	95	370
17-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	96	375
18-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	97	385
19-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	96	380
20-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	97	390
21-ago-12	160	190	145	230	160	265	138	260	150	290	150	96	370
22-ago-12	160	190	145	230	160	265	138	260	150	290	150	96	370
23-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	97	385
24-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	97	385
25-ago-12	160	190	145	230	160	265	130	260	150	290	150	93	370
26-ago-12	155	185	140	240	160	260	140	160	150	290	150	95	385
27-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
28-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
29-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
30-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
31-ago-12	160	185	145	240	160	260	140	270	155	290	150	92	370
Promedio	159	187	142	234	159	262	136	261	152	290	150	94	374

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

Se observa en la figura 24-3 las curvas de las tendencias de las temperaturas de los intercambiadores de calor tanto al ingreso y salida del lado tubo y lado carcasa que se obtiene de la base de datos de la planta “Topping” donde sus variaciones respectivas en el lapso del año 2012 al año 2014 existe un decremento.

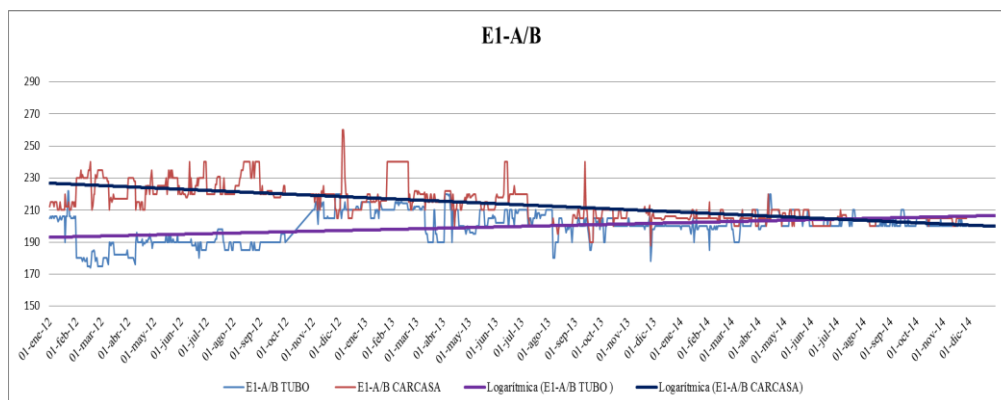


Figura 24-3. Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-A/B

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

Para la curva de las variaciones de temperatura de los intercambiadores de calor E1-C/D lado crudo y lado carcasa se sigue manteniendo el decremento de la temperatura pero en un menor grado que en los intercambiadores de calor E1 A/B durante el periodo del 2012 al 2014.

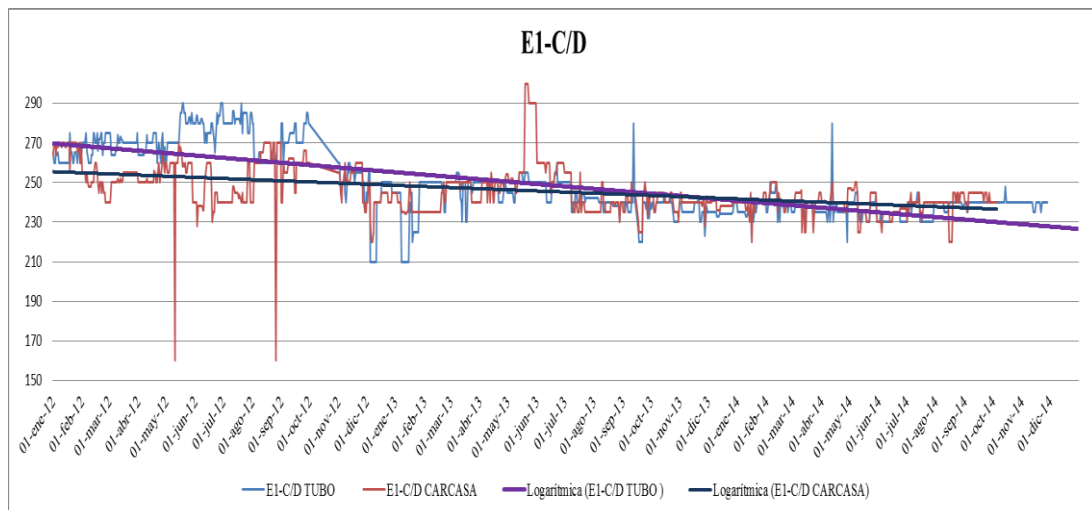


Figura 25-3. Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-C/D

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la tendencia de la variación de la temperatura para el intercambiador de calor E1-E/F lado tubo y lado carcasa la pendiente sigue reduciendo durante el periodo del 2012 al 2014 sin afectar a la producción.

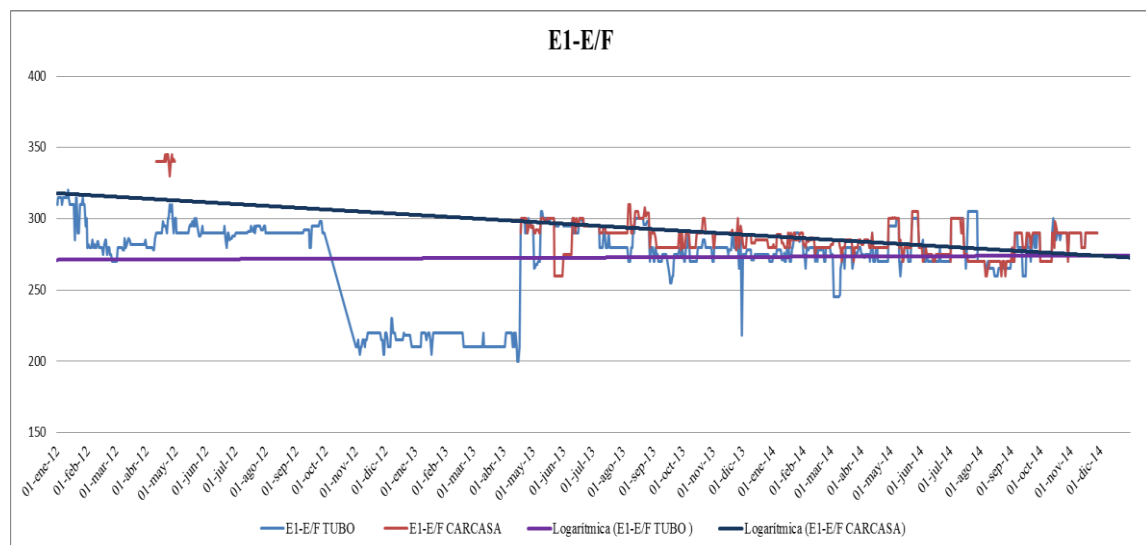


Figura 26-3. Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-E/F

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 27-3 la tendencia de las variaciones de temperaturas para los intercambiadores E1-G/H que son los últimos del segundo tren de intercambiadores se observa que la disminución de la misma es la menor de todos los intercambiadores siendo esto un factor importante que influye en la operatividad del horno ya que son los equipos que están antes del horno H-1.

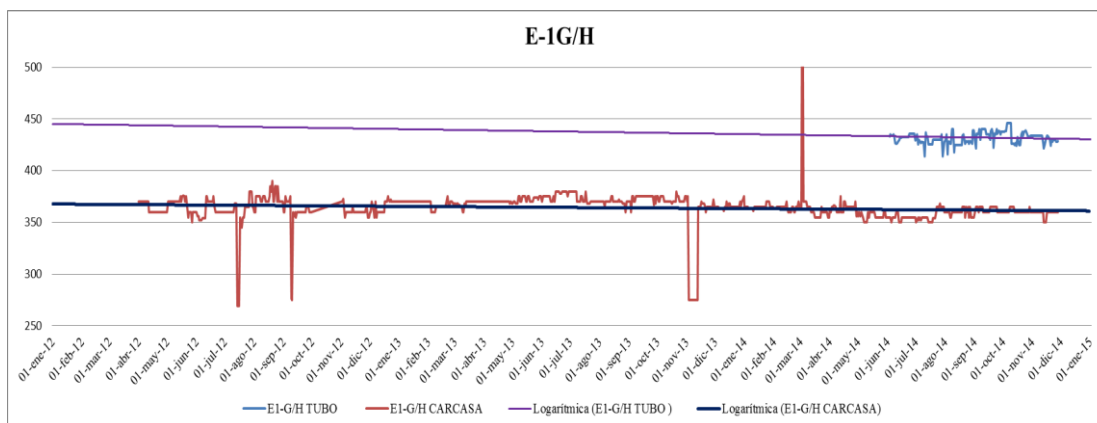


Figura 27-3. Tendencia de temperaturas de los intercambiadores de calor E1-G/H

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

3.6 Histórico de sólidos presentes en equipos estáticos de la planta Topping

De los mantenimientos realizados a la planta se tiene registros de los sólidos retenidos en los equipos estáticos en los diferentes años, reportando la cantidad cuando se tiene una cuantía representativa de sólidos, como se aprecia en la tabla 12-3.

Tabla 12-3 Históricos de los sólidos presentes en equipos estáticos en (kg)

Históricos de sólidos equipo estáticos						
Año	Sólidos V-1	Sólidos T-1	Sólidos V-2	Sólidos V-3	Sólidos V-5	Horno H-1
2006	-	-	-	-	-	-
2007	4	3	-	-	-	-
2008	30	-	-	-	-	-
2009	-	4	-	-	-	-
2010	12	20	1	2	20	-
2011	91	50	18	14	68	-
2012	60	-	-	-	-	-
2015	1000	-	-	-	-	-

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

En la figura 28-3 se observa su tendencia de variación en los respectivos equipos analizados durante 10 años de operación.

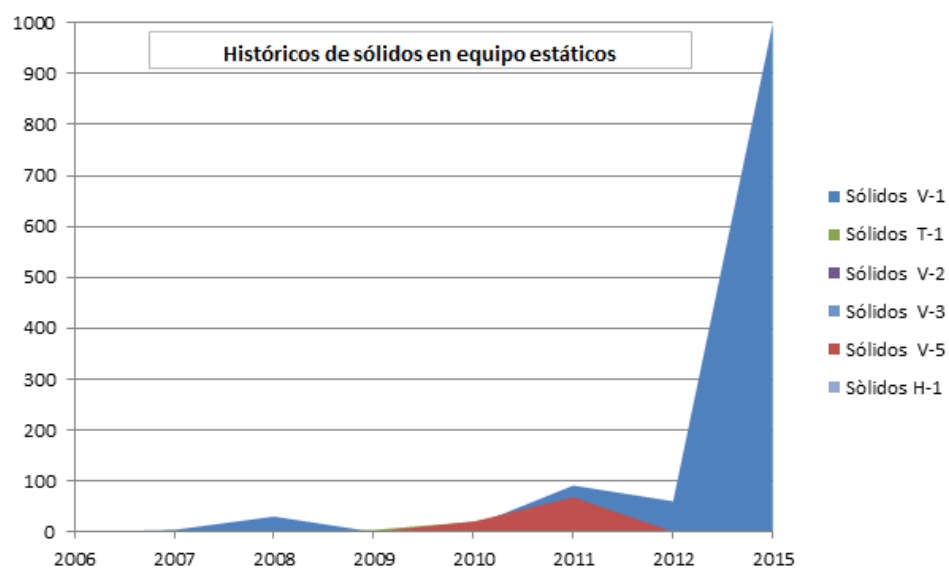


Figura 28-3. Históricos de sólidos en equipos estáticos de la planta “Topping” (kg)

Fuente. Base de datos operativos de la planta Topping. 2015

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Evaluación de líneas de tendencia de la eficiencia de los equipos.

E-2 Aeroenfriador.- En las figuras 18-3 a la 20-3 se aprecia que en el aeroenfriador E-2 con el transcurrir de los años se tiene una disminución de la eficiencia del equipo y se observa que al tercer año ya se alcanza el límite inferior de eficiencia para el equipo por lo que no es óptimo ni recomendable trabajar en esas condiciones.

Adicionalmente como referencia hay que considerar que el equipo su primer cambio se lo realizó en el 2006, el segundo en el 2011 pero se llegó a estos tiempos de reposición con problemas operativos y que por garantizar el funcionamiento de la planta el departamento de Ingeniería de Mantenimiento optó por el cambio en el 2015 antes de que llegase al tiempo máximo de su vida útil y proceder a tener el anterior aeroenfriador E-2 en stand by después de su respectivo mantenimiento por cualquier inconveniente, con lo que se garantiza el funcionamiento de la planta “Topping”.

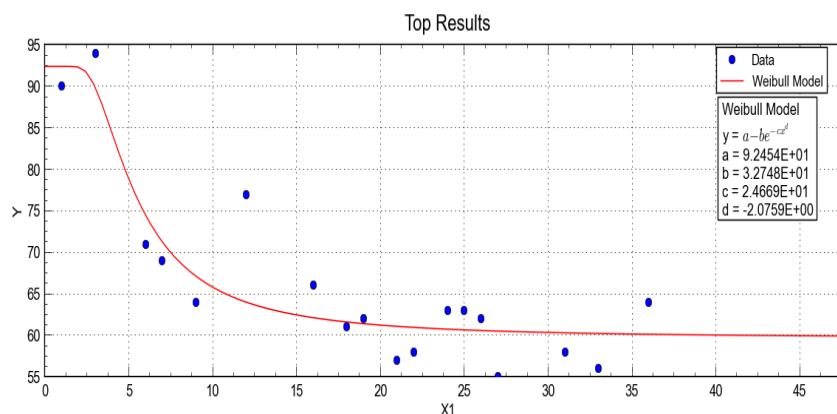


Figura 1-4. Línea de regresión aeroenfriador E-2.

Fuente. CurveExpert Professional 2.2.0*. 2015

Es decir el primer cambio se le efectuó a los 8 años, el segundo cambio fue a los 6 años en los dos casos se tuvo inconvenientes en la operación hasta su cambio, el tercer cambio se lo realizó a los 4 años sin ningún inconveniente.

En la figura 1-4 se observa la línea de regresión que más se ajusta a los datos obtenidos es la Weibull Model, cuyo coeficiente de relación es igual $r^2 = 0.831797$ y se puede apreciar que a partir del mes 30 ya se trabaja con baja eficiencia, por lo que se recomienda realizar su limpieza en línea logrando aumentar su eficiencia y prorrogando su mantenimiento hasta el tiempo de frecuencia más óptimo para toda la planta “Topping”.

E-3 Aeroenfriador.- De las figuras 21-3 a la 23-3 se puede observar que no existe mayor inconveniente ya que simplemente en los tres años que han pasado sin el mantenimiento respectivo no ha tenido problema alguno en disminución de eficiencia, adicionalmente se observa la curva de regresión que más se ajusta a los datos correspondiente, es el modelo de regresión de Weibull con un valor de coeficiente de correlación igual a 0.35, observando que a partir del mes 45 alcanza el límite inferior de eficiencia del E-3, cabe mencionar que su cambio de equipo fue realizado en el año 2012 es decir se cambió a los 13 años de funcionamiento sin ningún inconveniente.

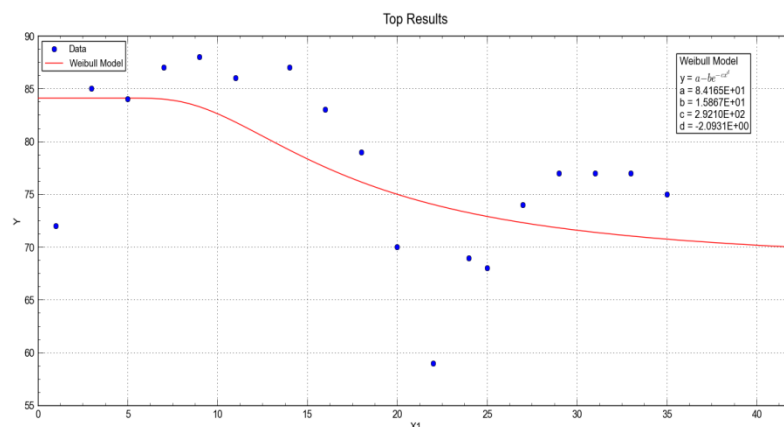


Figura 2-4. Línea de regresión aeroenfriador E-3.

Fuente. CurveExpert Professional 2.2.0*. 2015

Torre T-1.- En las figuras 15-3 a la 17-3 se puede apreciar que en la torre T-1 la producción de diésel es normal. Todos los datos son obtenidos de la base de datos operativos de la planta “Topping” de Repsol. Se tiene un aumento en la eficiencia por

las condiciones de producción que se requiere de mayor cantidad diésel para la generación eléctrica del bloque 16. Igualmente la línea de regresión que más se ajusta a los datos es el modelo de regresión MMF cuyo valor de coeficiente de correlación es igual a $r^2 = 0.75$ lo cual indica que no ha tenido problema en la eficiencia la torre T-1.

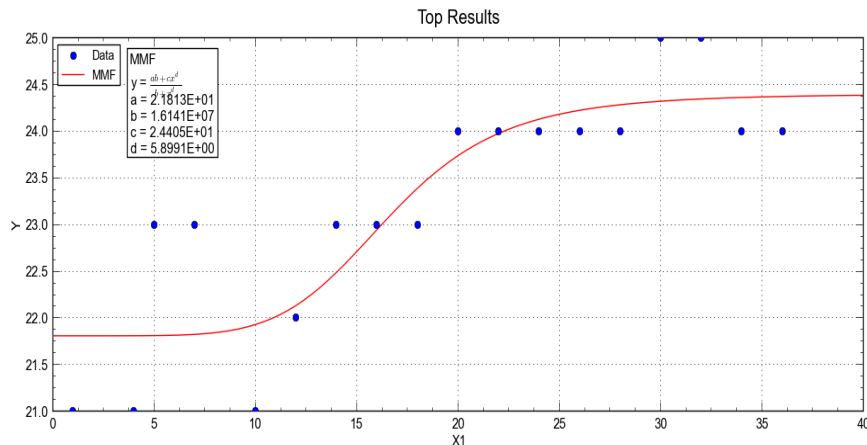


Figura 3-4. Línea de regresión de la torre T-1.

Fuente. CurveExpert Professional 2.2.0*. 2015

Intercambiadores de calor E1-A/B/C/D/E/F/G/H.- En la figura 24-3 a la 27-3 se observa la variación de la temperatura del flujo de crudo de entrada (lado tubo) y del residuo (lado carcasa) que sale de la torre T-1. Del gráfico de las tendencias y con las líneas de regresión se puede decir que en el lado tubo no existe mucha variación de la temperatura al pasar el tiempo, excepto en el intercambiador E1-C/D que existe disminución (30°F), mientras que en lado carcasa se tiene una pérdida promedio de transferencia de calor de 25°F en todos los intercambiadores de calor.

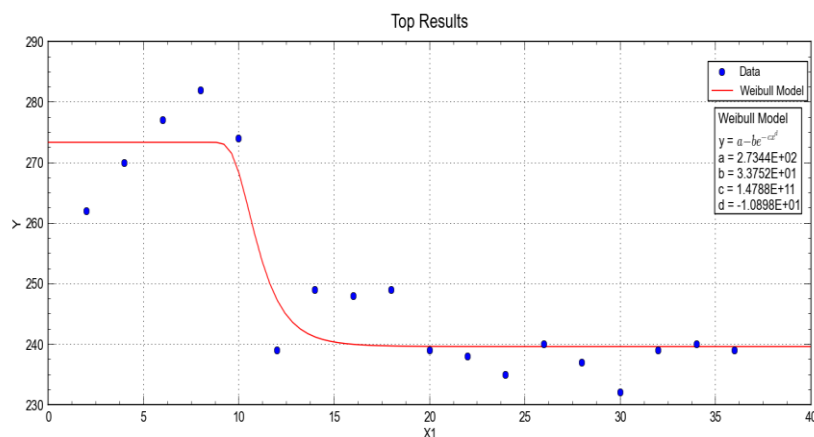


Figura 4-1. Línea de regresión del intercambiador de calor E1-C/D lado tubo.

Fuente. Curve Expert Professional 2.2.0*. 2015

Siendo esto un factor negativo en el proceso de transferencia de calor y considerando que se mantiene constante la temperatura de salida del residuo en la torre T-1. Esta pérdida de transferencia de calor en los intercambiadores puede ser ocasionado por la presencia de sólidos en los intercambiadores. Los sólidos que se acumulan pueden ocasionar taponamiento en el haz de tubos de cada uno de ellos impidiendo que el flujo sea el 100% de lo que entra que de lo que sale disminuyendo la eficiencia en el equipo. Pero sin embargo esta variación de temperatura se encuentra dentro de los parámetros de operatividad del equipo sin llegar afectar en el lapso de los 45 meses.

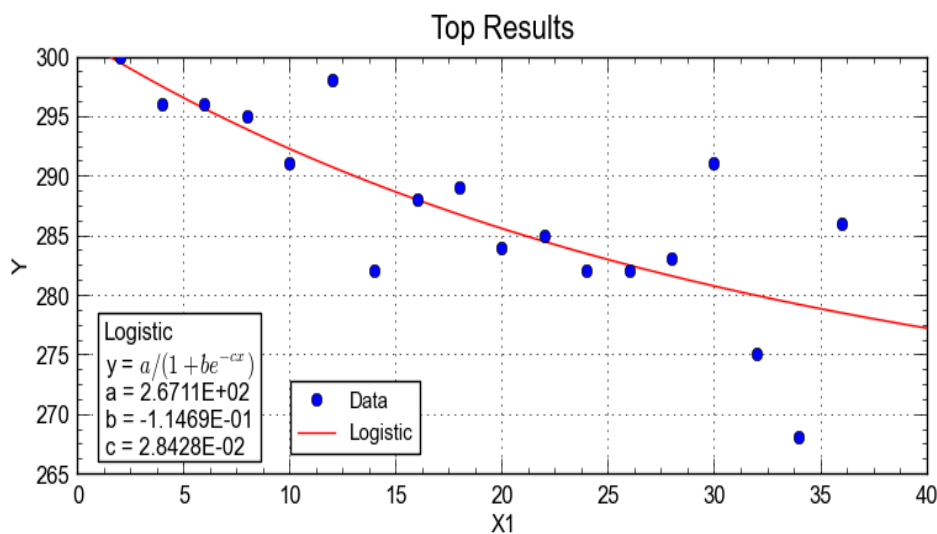


Figura 5-4. Línea de regresión del intercambiador de calor E-1E/F lado carcasa.

Fuente. CurveExpert Professional 2.2.0*. 2015

Desalador V-1.- De las tendencias de la figura 12-3 a la 14-3 se observa la variación de la eficiencia del equipo de los respectivos años, indicando que el 25 de Julio del 2013 inician pruebas con CTR (Centro tecnológico de Repsol de España) con la finalidad de mejorar la eficiencia del equipo pruebas que duran aproximadamente un mes. Después de realizar las pruebas en el equipo se seleccionó los mejores parámetros de operación para su funcionamiento. Por las pruebas efectuadas no se realiza la tendencia de la eficiencia del equipo ya que no serían condiciones de operación normal

Se considera para este análisis la eficiencia teórica máxima del 90 % dada por el fabricante del equipo (Petreco - Baker Process) y como límite inferior el 80%. Del histórico de las tendencias de la eficiencia se tiene que al mes 36 se alcanza el límite mínimo de operación del desalador V-1. Lo que puede afectar al sistema de corrosión en

la planta, pero que es monitoreado por medio de cupones colocados en los puntos más críticos de la planta, adicionalmente de la probeta Microcord que mide los mpy en línea.

Como parte importante del complemento para el mantenimiento del desalador V-1 se menciona que está incorporado al equipo un elemento llamado bushing el cual ha sufrido daños, obligando a realizar el cambio en operación de la planta sin que afecta la producción pero si su velocidad de corrosión al sistema ya que motiva aislar el equipo hasta realizar su mantenimiento.

La primera vez se lo realizó el cambio en el año 2004, la segunda vez se realizó en el año 2010 por lo que se debe considerar en los paros de la planta “Topping” su cambio en 72 meses aunque no influye en la producción de la planta si afecta a la velocidad de corrosión de la misma al sacar de servicio el desalador V-1 para realizar la reparación.

4.2 Determinación de la frecuencia óptima de parada de la planta “Topping” para su mantenimiento preventivo.

De los diferentes análisis que se ha realizado tanto a los equipos estáticos y en base al historial de fallas de la planta “Topping”, se puede indicar que el software Tzolkin para los equipos estáticos nos sugiere un promedio de frecuencia de mantenimiento cada 46 meses.

Según el historial de fallas de los equipos que se han reportado se determina el tiempo medio entre fallas MTBF más crítico para la planta “Topping”, llegando hacer los equipos aerofriador E-2, moto reductor del aerofriador E-2MA, la válvula de corte de ingreso de crudo a la planta NV 8201, con un MTBF igual a 44,5 meses que se requiere para su intervención de mantenimiento.

De las tendencias de las eficiencias de los equipos se puede indicar que el equipo más sensible es el aerofriador E-2 ya que para un tiempo de 30 meses ya se trabaja con una eficiencia mínima de operación, requiriendo una limpieza externa más continua para mejorar la eficiencia (10 al 15%) y así prorrogar su mantenimiento hasta los 42

meses. Del análisis del desalador V-1 se puede indicar que con los nuevos parámetros de funcionamiento sugeridos por CTR y modificaciones realizadas al proceso como es el lavado de agua a la bajante del domo de la torre, la inyección de la sosa cáustica y con el seguimiento a diario de la velocidad de corrosión mediante la Microcorr se tiene un mejor control de la corrosión a la planta “Topping”.

Un factor que influye es la presencia de sólidos en el desalador V-1 que se pudo observar en el histórico del equipo que a los 36 meses se tiene una cantidad muy importante de sólidos por tal motivo no se puede prologar mucho el tiempo de mantenimiento del equipo pero se menciona que ser el caso extremo de que afecte a la integridad de la planta esta se puede realizar el mantenimiento en línea es decir se puede realizar el mantenimiento en bay pass sin que afecte a la producción.

Del análisis y de las afirmaciones anteriores realizadas se puede concluir y sugerir que el tiempo más óptimo de la frecuencia de parada de la planta de destilación atmosférica para el mantenimiento preventivo es de 42 meses.

CONCLUSIONES

De los tres criterios utilizados para la determinación de la frecuencia óptima del mantenimiento preventivo se concluye que el método de eficiencia de los equipos es la más crítica con un tiempo de 30 meses para el equipo aerofriador E-2, que resultó el más crítico, pero con los trabajos de mantenimiento externo, se puede prorrogar hasta 12 meses más, por lo que se concluye que 42 meses la frecuencia de mantenimiento máximo que se puede prorrogar.

De acuerdo con la aplicación de la Metodología de Inspección Basada en Riesgo a los 23 equipos estudiados, dos (2) equipos corresponden al 9% del total de equipos evaluados se encuentran en riesgo alto, cinco (5) equipos corresponden al 23% del total de equipos evaluados se encuentran en riesgo medio alto, trece (13) corresponden al 59% del total de los equipos se encuentra en riesgo medio y el 9% correspondientes a dos (2) equipos que poseen un nivel de riesgo bajo.

A pesar que del análisis cualitativo se tiene tres (2) equipos en un nivel de riesgo alto con el análisis semicuantitativo de los mismos equipos se determina que los tres (2) equipos se encuentran en nivel de riesgo medio lo que implica que no existe un riesgo eminente de los mismos.

La metodología de inspección basada en riesgo RBI constituye una herramienta importante a la hora de priorizar y elaborar planes de inspección regulares permitiendo analizar las unidades operativas dentro de la planta para identificar áreas y componentes de mayor criticidad.

Se desarrolló un programa de inspección basado en riesgo, mediante el software Tzolkín en la planta de destilación atmosférica y permitió estimar un valor de riesgo asociado con la operación de cada equipo basada en una metodología consistente RBI.

Se determinó la jerarquización de los equipos con base en la estimación de su riesgo siendo la metodología de inspección fundamentada en riesgo, una herramienta efectiva en la industria de procesamiento de hidrocarburos y petroquímica, proporcionando a la

gerencia la herramienta necesaria para la toma de decisiones en relación con las actividades de inspección y mantenimiento, considerando su costo beneficio.

La inspección técnica, situación actual, de los equipos se fundamenta en los reportes realizados por el área de Mantenimiento Estático que cuenta con Ingenieros de inspección técnica y de protección catódica que dispone el departamento de Ingeniería de Mantenimiento de Repsol S.A.

La metodología RBI es una herramienta para la toma de decisiones sobre el impacto del desfase de la parada general de mantenimiento de la instalación en el nivel de riesgo de la misma.

El éxito de emplear la confiabilidad y la eficiencia operativa como parámetro básico para evaluar el tiempo de mantenimiento, depende en gran escala, de la veracidad de la base de datos históricos del equipo e historial de mantenimiento.

La evaluación del análisis de confiabilidad en el proyecto se realizó con dos herramientas informáticas, el SAP PM y el MÁXIMO 5.2. con las cuales se trabajó mancomunadamente durante el desarrollo de esta investigación los cuales son generados por el área de Gestión de Sistemas de Mantenimiento del departamento de Ingeniería de Mantenimiento.

Se determinó los eventos, frecuencias, fallas asociadas a los equipos que afectan para un paro total de la planta mediante la base de datos que cuenta el área de Ingeniería de Mantenimiento con la determinación del tiempo medio entre fallas MTBF.

Al determinar la frecuencia óptima de paro para el mantenimiento preventivo se está realizando una optimización de recursos tanto humanos como económico para la empresa, ya que alternativamente se realizaba un paro de duración de 7 días y un paro de 15 días (en forma empírica) consecuentemente correspondía contratar personal para el mantenimiento, compra de repuestos y diésel.

RECOMENDACIONES

Aplicar el plan de mantenimiento propuesto en este trabajo para hacer uso práctico de los recursos efectivos y disponibles para la inspección y el mantenimiento de los equipos estáticos de la planta “Topping”.

Tener un registro histórico y detallado de las inspecciones y mantenimientos de los equipos de interés, para facilitar la aplicación de la metodología de la Inspección basada en riesgo.

Motivar la comunicación del ejecutor de las tareas de mantenimiento y el mantenedor, con el objeto de enriquecer con veracidad la base de datos históricos ya que se fundamenta el trabajo en ello o los estudios posteriores en la planta de destilación atmosférica.

Mediante el uso de la metodología RBI y las inspecciones subsiguientes, se podrá obtener mayores índices de confianza siendo posible extender el tiempo entre paradas.

El RBI es un proceso dinámico, por lo que se debe actualizar constantemente después de una reparación, modificación de condiciones de proceso o cada vez que ocurra cambios significativos en condiciones operacionales y después de cada parada para detectar sus fortalezas y deficiencias, y al mismo tiempo trabajar en estas últimas para plantear alternativas de cambio si la requieren.

Se debe seguir los procedimientos de inspección técnica establecidos, monitorear los resultados, actualizar los análisis de riesgo con el fin de disminuir la probabilidad de falla y garantizar la mantenibilidad de la planta de destilación atmosférica “Topping”

Dar seguimiento a las fallas presentes para tener una perspectiva del ciclo de vida. Para conocer la frecuencia de falla, costos y causas raíces que la producen y poder evitar así las paradas imprevistas con pérdidas de producción y por ende de la empresa.

BIBLIOGRAFIA.

ALARCÓN J. & TROSTEL R. (2012). *Causa de fallas en equipos estaticos de Petrox.*

<http://www.monografias.com/trabajos12/origmem/origmem2.shtml>.

2015-06-20

ARA TRANSFERENCIA TÉRMICA. (2015.). *Intercambiador de calor:*

<http://www.aratt.es/IntercambiadoresCalor.php#>

2015-08-17

CENTRO TECNOLÓGICO DE COMPONENTES. (2013). *SHM y mecanismos de degradación.* España, Santander.

<http://ctcomponentes.es/shm-y-mecanismos-de-degradacion/>

2015-08-23

CHERSIA, A. (2009). *Elaboración de Planes de Mantenimiento Basados en Riesgo de Equipos Estáticos en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo.* (TESIS) Ingeniería Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería Barcelona, Venezuela. pp. 149

<http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2991/1/16-TESIS.IM009C25.pdf>

2015-08-10

DELGADO, A. (2001). *Intercambiadores de calor.* (blog)

<http://ley.sb-10.com/himiya/13408/index.html>

2015-07-28

ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS S.R.L. (2015). *Tratamiento de crudos,* Buenos Aires, Argentina.

<http://www.oilproduction.net/files/GPA-Tratamientos%20de%20crudos.pdf>

2015-10-28

ESPAÑA, NORMA TECNICA UNE-EN 13306. (2001). *Terminología del mantenimiento*, Madrid, España. AENOR. pp. 25

GERHARD, S. (2012). *El mantenimiento como parte de la estrategia corporativa*.
<http://www.interempresas.net/MetalMecanica/Articulos/102860-El-mantenimiento-como-parte-de-la-estrategia-corporativa.html>
2015-11-20

GÓMEZ, F. (1998). *Tecnología del mantenimiento industrial*.
<https://books.google.com.ec/books?isbn=8483710080>
2015-11-27

GONZÁLEZ, M. (2011). *Intercambiadores de calor Unidad N° 4*.
<https://operacionesunitarias1.files.wordpress.com/2011/07/unidad-iv-intercambiadores->
2015-08-01

GUSTATO, H. (2012). *Petróleo y Gas. Obtenido de Destilación Atmosférica y al Vacío*:
<http://gustato.com/petroleo/destilacion.html>
2015-09-30

HERRERA, V. & SENDOYA, F. (2007). *Tendencias actuales para determinar la degradación de los materiales metálicos de componentes industriales*.
http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S0864-084X2007000200003&script=sci_arttext
2015-10-01

JIMENEZ, A. (2011). *Mantenimiento Latinoamericano*. (blog)
<http://maintenancela.blogspot.com/2011/10/confiabilidad-disponibilidad-y.html>
2015-11-01

MAGNETROL. (2015). *Tambor de reflujo*. (blog)
<http://mx.magnetrol.com/applications.aspx?application=254&button=32>
2015-07-15

MARFISI & SALANGER. (2015). *Estrucplan*.

<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=3129>

2015-07-10

MATERÁN, E. et. Al Hernandez. (2014). *Aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) para la generaciones de planes óptimos de inspección a equipos estáticos en la industria del petróleo y gas*.

http://www.reliarisk.com/PT/Paper_Aplicacion_Tecnologia_Inspeccion_Basada_en_Riesgo_IBR

2015-08-24

MATHPRO. (2011). *Introducción a la Refinación del Petróleo y Producción de Gasolina y Diésel con Contenido Ultra Bajo de Azufre*.

http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf

2015-08/01

MENA, J. (2010). *Elaboración de estrategias de inspección y mantenimiento para equipos estáticos basadas en riesgo*. (TESIS) Ingeniería Universidad de Oriente, Facultad de ingeniería, Barcelona, Venezuela, pp. 158.

<http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3138/1/51-TESIS.IM010M508.pdf>

2015-09-04

MURRAY, R. (2000). *Estadística*, México D.F-México. McGraw-Hill. 2000. pp. 537

PERÚ, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO. (2010). *Diseño de un Intercambiador de calor de coraza y tubo*.

<http://es.slideshare.net/maurochacon1987/intercambiadoresdecalor1?related=2>

2015-07-01

PERÚ, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA. (2013). *Depósito y recipientes de proceso*.

http://biblioteca.uns.edu.pe/saladocentes/archivoz/curzoz/02___depositos_y_recipientes_de_procesos.pdf

2015-07-08

PETRECO - BAKER PROCESS. (1999). Manual Operating and Maintenance for a petreco desalting plant employing the bieletric desalter single-stage operation. En Petreco - Baker Process,. Buenos Aires, Argentina.

RODRIGO & VELÁSQUEZ. (2013). *Destilación atmosférica y al vacío en la industria del petróleo.*

<http://letravirtual.usbctg.edu.co/index.php/ingeniator/article/viewFile/273/256>

2015-10-29

RODRÍGUEZ, M. (2002). *Estudio del mantenimiento de los equipos críticos de un sistema deshidratación de gas natural (basado en MCC).* (TESIS) Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Caracas, Venezuela. pp. 138

<http://saber.ucv.ve/jspui/bitstream/123456789/224/1/Tesis.PDF>

2015-09-27

RUBERTIS, E. & RIVAS, A. (2012). *Petrotecnia.* (pdf)

http://www.petrotecnia.com.ar/diciembre12/Pdfs_6_12/sinpublicidad/Desarrollo.pdf

2015-10-12

TZOLKIN MANUAL. (2013). *Manual Tzolkin* . Quito. Ecuador. pp. 173


ARGENTINA, UNIDAD DE CAPACITACIÓN Y ASISTENCIA TÉCNICA EN EFICIENCIA ENERGÉTICA. (2009). *Hornos y Calderas (fires heaters).*

http://ucatee.cnpm1.org.sv/UCATEE/ee/docs/Eficiencia_para_Hornos.pdf

2015-08-13

ANEXOS

ANEXO A Factor de estimación de la categoría probabilidad NORMA API 581
SIGI manual de inspección basado en riesgo.



REPSOL
SISTEMA DE GESTION
INTEGRADO

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 57 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

15.2 ANEXO B - FACTORES DE ESTIMACION DE LA CATEGORIA PROBABILIDAD

NORMA API 581

Factor de Equipamiento, EF	<p>Se relaciona con el tipo de equipamiento, tomando en consideración la probabilidad de falla para cada tipo de evento (agujeros de 1/4", 1" y 4", y reventón). Seleccionar el Tipo de Equipamiento.</p>	Factor Seleccionado														
	<p>EF1: Tipo de Equipamiento</p> <table style="width: 100%;"> <tr><td>Torre</td><td style="text-align: right;">14</td></tr> <tr><td>Recipiente</td><td style="text-align: right;">12</td></tr> <tr><td>Aeroenfriador</td><td style="text-align: right;">15</td></tr> <tr><td>Equipo con Fuego</td><td style="text-align: right;">13</td></tr> <tr><td>Tanque</td><td style="text-align: right;">10</td></tr> <tr><td>Esfera</td><td style="text-align: right;">8</td></tr> <tr><td>Intercambiador</td><td style="text-align: right;">11</td></tr> </table>	Torre	14	Recipiente	12	Aeroenfriador	15	Equipo con Fuego	13	Tanque	10	Esfera	8	Intercambiador	11	
Torre	14															
Recipiente	12															
Aeroenfriador	15															
Equipo con Fuego	13															
Tanque	10															
Esfera	8															
Intercambiador	11															
	<p>Criterio:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se adopta de acuerdo a tipo de equipo 															

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 58 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

Factor de Daño, DF	Es una medida del riesgo asociado con mecanismos de daño conocidos en la unidad. Seleccionar los mecanismos de daño activos.	Sumatoria de los factores seleccionados Máximo Valor = 20
DF1: Mecanismos de Daño		
Corrosión Cracking en aceros al carbono o aleaciones.		7
Fractura Frágil.		6
Fatiga.		6
Ataque por Hidrógeno.		5
Corrosión Cracking en aceros inoxidables austeníticos.		5
Corrosión Localizada.		5
Corrosión Generalizada.		4
Creep.		2
Degradación de materiales (carburización, esferoidización, etc.).		2
Otros mecanismos de daño activos.		2
Potenciales mecanismos de daño que no han sido evaluados.		1
Criterio:		
<ul style="list-style-type: none"> Se define como mecanismo de daño activo Corrosión generalizada y localizada para todos los casos, debido al historial y análisis de causa raíz de los eventos de fallas detectados. Corrosión cracking en equipos con susceptibilidad a SCC por SSC. Creep para equipos sometidos a fuego directo. Se definen mecanismos de daño en base al informe. Lanzadores y Receptores con servicio de agua, considerar "otros mecanismos de daño", de acuerdo a la condición particular de los mismos, para presentar mayor probabilidad. Equipos con recubrimiento interno: 6 equipos (Lanzador y Recibidor), Tivacuno C- Tivacuno AB, Daimi B-SPF y IroA-SPF. Presentan una condición más crítica, considerar "otros mecanismos de daño". Caso particular de V-1106, el recipiente posee antecedentes marcados de degradación, por lo cual esta condición se debe reflejar en el análisis. 		

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 59 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

Factor de Inspección, IF	Provee una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su capacidad para identificar los mecanismos de daño activos en la unidad. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subítems.	Sumatoria de los factores seleccionados El valor absoluto no puede superar el Factor DF)
IF1: Inspección de Recipientes o Tuberías		
El Programa de Inspección es extensivo y se utiliza una variedad de métodos de inspección y monitoreo.		-5
Programa de Inspección formal (principalmente IV y US).		-2
No existe un Programa de Inspección formal.		0
Criterio:		
<ul style="list-style-type: none"> Equipos con inspección previa: "Programa de Inspección formal (principalmente IV y US)". Equipos sin inspección previa: "No existe programa de inspección formal". 		
IF2: Programa de Inspección Global		
Los mecanismos de daño fueron identificados y el Programa de Inspección es modificado en base a los resultados del programa por un ingeniero.		-5
El diseño del Programa de Inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño o no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección.		-2
El diseño del Programa de Inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño y no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección.		0
Criterio:		
<ul style="list-style-type: none"> Para Equipos con inspección previa: "El diseño del Programa de Inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño o no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección." Esta categoría implica que: o el programa de inspección actual no incluye un análisis de mecanismos de daño, o no se consideran los resultados de las inspecciones para modificar el alcance. Para Equipos sin inspección previa: "El diseño del Programa de Inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño y no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección." 		



SISTEMA DE GESTION
INTEGRADO

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003

Versión: 0	Vigente desde:	Página 60 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Factor de Condición, CCF	Da cuenta de la condición física de cada equipamiento analizado desde una perspectiva de mantenimiento. Se realiza una simple evaluación de la condición y mantenimiento aparentes de cada equipamiento a través de un examen visual. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subitems.	Sumatoria de los factores seleccionados
CCF1: Condición del equipo.		
	Significativamente mejor que el standard de la industria.	0
	Igual al standard de la industria.	2
	Significativamente peor que el standard de la industria.	5
Criterio:	Se selecciona la opción en función de la inspección visual efectuada en la instalación.	
CCF2: Calidad de Diseño y Construcción del equipo.		
	Significativamente mejor que el standard de la industria.	0
	Igual al standard de la industria.	2
	Significativamente peor que el standard de la industria.	5
Criterio:	Se selecciona la opción en función de la inspección visual efectuada en la instalación.	
CCF3: Efectividad del Programa de Mantenimiento del equipo.		
	Significativamente mejor que el standard de la industria.	0
	Igual al standard de la industria.	2
	Significativamente peor que el standard de la industria.	5
Criterio:	Se selecciona la opción en función de la inspección visual efectuada en la instalación. Se seleccionó "Igual al estándar de la industria".	

Si este documento está impreso es una copia no controlada.



SISTEMA DE GESTION
INTEGRADO

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003

Versión: 0	Vigente desde:	Página 61 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Factor de Proceso, PF	Es una medida de las potenciales operaciones anormales o condiciones inesperadas que conducen a una pérdida de control. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subitems.	Sumatoria de los factores seleccionados
PF1: Número de paradas de planta (planeadas o no planeadas) anuales.		
	0 a 1.	0
	2 a 4.	1
	5 a 8.	2
	9 a 12.	3
	Más de 12.	4
Criterio:	Se define en función de historial de falla del equipo analizado. Se tuvo en cuenta el historial de correctivos y preventivos, mantenimiento operativo y shutdowns por equipo.	
PF2: Estabilidad del proceso.		
	El proceso es extremadamente estable.	0
	Solamente circunstancias inusuales podrían causar condiciones inestables.	1
	Existen condiciones inestables que causan un daño acelerado del equipamiento.	3
	Posibilidad de pérdida de control inherente al proceso.	5
Criterio:	El criterio general es "El proceso es extremadamente estable". Para el caso de freewaters, se selecciona "Existen condiciones inestables que causan un daño acelerado del equipamiento", considerando condición de pasaje y recepción de chanco.	
PF3: Servicio		
	Servicio limpio (sin probabilidad de taponamiento).	0
	Servicio ligeramente contaminante o con probabilidad de taponamiento.	1
	Servicio significativamente contaminante o con probabilidad de taponamiento.	3
Criterio:	El freewater y separadores de producción se consideran con alto nivel de taponamiento. De igual forma se considera el fondo de la columna de topping. El resto de los equipos se definió Servicio Limpio.	
PF4: Dispositivos de Protección	Posee dispositivos de protección y se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados.	0

Si este documento está impreso es una copia no controlada.

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 62 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Posee dispositivos de protección pero no se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados.	1
No posee dispositivos de protección ó se encuentran dañados en servicio.	3
Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Si el equipo posee válvula de alivio según P&ID, se evalúa fecha de calibración. Si se encuentra calibrado: "Posee dispositivos de protección y se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados". Si no se encuentra calibrado: "Posee dispositivos de protección pero no se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados". Si el equipo no posee válvulas de alivio, aplica "No posee dispositivos de protección o se encuentran dañados en servicio". 	

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 63 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Factor de Diseño Mecánico, MDF	Mide el factor de seguridad dentro del diseño de la unidad: si está diseñado bajo estándares y que tan particular, compleja o innovativa es el diseño de la unidad. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subitems.	Sumatoria de los factores seleccionados
MDF1: Código de Diseño		
	El equipamiento no fue diseñado por códigos standards.	4
	Al diseñar no se tuvo en cuenta el tipo de servicio y operación.	3
	El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos del tiempo en que fue construido.	2
	El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos actuales.	0
Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Se define "El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos del tiempo en que fue construido" para todos, considerando que todos los equipos fueron diseñados y mantenidos con códigos estándares previos a 1999. Para los equipos nuevos se adopta el criterio de diseñado con código actual. 		
MDF2: Condiciones de Diseño		
	El proceso evaluado es único o inusual o cualquiera de las condiciones de diseño son extremas ($P > 10000$ psi, $T > 1500$ °F, condic. extremadamente corrosivas).	4
	$2000 < P < 10000$ psi y/o $1125 < T < 1500$ °F	3
	$700 < P < 2000$ psi y/o $750 < T < 1125$ °F	2
	$285 < P < 700$ psi y/o $375 < T < 750$ °F	1
	El proceso es común, con condiciones de diseño normales.	0
P= presión. Diseño T=temperatura. Diseño En caso de tener dos, evaluar las dos (por pares) y tomar la peor condición.		
Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Software calcula automático en base a condiciones de diseño. 		
MDF3: Datos de Diseño		
	Se cuenta con todos los datos para realizar el cálculo de acuerdo con el Código de Diseño.	0
	No se cuenta con todos los datos necesarios para realizar el cálculo de acuerdo con el Código de Diseño.	1
Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Se selecciona opción dependiendo de disponibilidad de información. Se considera información mínima diámetro, presión y temperatura de diseño, eficiencia de junta y material. En caso de no contar con alguna de esta información, aplica "No se cuenta con todos los datos necesarios para realizar el cálculo de acuerdo con el Código de Diseño." 		


CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 64 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

	MDF4: Planos	
	Se cuenta con todos los planos de diseño y proceso (mecánicos, de proceso, P&ID, etc.)	0
	No se cuenta con todos los planos ó faltan datos significativos en planos existentes.	1
	Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Se define en base a la información disponible en SIGIN, de acuerdo al detalle de las opciones. 	

Puntaje Total y Categoría Probabilidad		Categoría
Puntaje Total Probabilidad	Sumatoria de los factores EF, DF, IF, CCF, PF y MDF	
Categoría Probabilidad	Determinar la CATEGORIA PROBABILIDAD utilizando el rango de valores.	
	0 – 15	1
	16 – 25	2
	26 – 35	3
	36 – 50	4
	> 50	5

Si este documento está impreso es una copia no controlada.

ANEXO B Factores de estimacion dela categoria consecuencia NORMA API 581 SGI manual de inspeccion basado en riesgo

 REPSOL SISTEMA DE GESTION INTEGRADO	MANUAL DE INSPECCION BASADO EN RIESGO REPSOL ECUADOR		CODIGO: 802-A00INF-003		
			Versión: 0	Vigente desde:	Página 65 de 79
			Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

15.3 ANEXO C - FACTORES DE ESTIMACION DE LA CATEGORIA CONSECUENCIA. NORMA API 581

Factor Químico, CF	Tendencia inherente del fluido para la ignición. Se deriva como una combinación del factor de transmisión del material y su factor de reactividad. Seleccionar del Cuadro el Factor combinando los valores NFPA de Factor de Reactividad y Flash Factor. La asignación utilizada es la recomendada por API581.						Determinar el factor desde el cuadro																																											
	CF1: Factor Químico																																																	
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2"></th> <th colspan="5">Factor de Reactividad</th> </tr> <tr> <th>0</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">Flash Factor</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3</td> <td>6</td> <td>8</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>3</td> <td>7</td> <td>9</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>6</td> <td>10</td> <td>12</td> <td>15</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>8</td> <td>12</td> <td>15</td> <td>18</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>12</td> <td>13</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>25</td> </tr> </tbody> </table>									Factor de Reactividad					0	1	2	3	4	Flash Factor	0	0	3	6	8	12	1	3	7	9	12	15	2	6	10	12	15	20	3	8	12	15	18	25	4	12	13	15	20	25
			Factor de Reactividad																																															
0			1	2	3	4																																												
Flash Factor	0	0	3	6	8	12																																												
	1	3	7	9	12	15																																												
	2	6	10	12	15	20																																												
	3	8	12	15	18	25																																												
	4	12	13	15	20	25																																												
Criterio: Tanto el Factor de Reactividad como el Flash Factor, son obtenidos de los datos del fluido representativo presentes en la base de datos del software.																																																		

Factor de Cantidad, QF	Representa la cantidad más grande de material liberado que razonablemente podría esperarse de un evento de una unidad. Seleccionar la opción adecuada.		Factor Seleccionado
	QF1: Cantidad de Material Liberado		
	<1000 pounds.		15
	1K-2K pounds.		20
	2K-10K pounds.		25
	10K-30K pounds.		28
	30K-80K pounds.		31
	80K-200K pounds.		34
	200K-700K pounds.		37
	700K-1 millón pounds.		39
	1-2 millones pounds.		41
	2-10 millones pounds.		45
10 millones pounds.		50	
Criterio: <ul style="list-style-type: none"> Equipos con dato de consecuencia económica: se define inventario asociado como la suma de masa contenida + masa debido a pérdida de producción. 			

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003			
Versión: 0	Vigente desde:	Página 66 de 79	
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP	

- Lanzadores y recibidores de fluido con agua y fluido: considerar 15000 barriles al inventario (2-10 millones pounds).
- Resto de los equipos: se considera masa debido a volumen + 20%. (equipos definidos en matriz de consecuencia económica de equipos, se definirá en función de los barriles comprometidos por el costo de pérdida de producción).
- T-1601B en condiciones normales trabaja con menos de 2 m de llenado. Se baja la categoría de inventario al mínimo.
- Equipos fuera de servicio: se considera mínima categoría de masa asociada.
- Para convertir datos de barriles a masa asociada, se consideró la densidad de cada fluido y se efectuó la conversión. Para esto, se tuvieron en cuenta las siguientes densidades:
 - Agua: 1009 kg/m³
 - Crudo: 965 kg/m³
 - Diesel: 870 kg/m³

Finalmente, las categoría convertidas son:

AGUA y FLUIDO			
Categoría	modelo	Libras	Conversión a Barriles
-	1000	-	2,83
1000	2000	2,83	5,66
2000	10000	5,66	28,28
10000	30000	28,28	84,83
30000	80000	84,83	226,20
80000	200000	226,20	565,51
200000	700000	565,51	1979,29
700000	1000000	1979,29	2827,56
1000000	2000000	2827,56	5655,12
2000000	10000000	5655,12	28275,62
10000000	-	28275,62	-

CRUDO			
Categoría	modelo	Libras	Conversión a Barriles
-	1000	-	2,96
1000	2000	2,96	5,91
2000	10000	5,91	29,56
10000	30000	29,56	88,69
30000	80000	88,69	236,52
80000	200000	236,52	591,30
200000	700000	591,30	2069,54
700000	1000000	2069,54	2956,49
1000000	2000000	2956,49	5912,97
2000000	10000000	5912,97	29564,87
10000000	-	29564,87	-

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003			
Versión: 0	Vigente desde:	Página 67 de 79	
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP	

DIESEL			
Categoría	modelo	Libras	Conversión a Barriles
-	1000	-	3,28
1000	2000	3,28	6,56
2000	10000	6,56	32,79
10000	30000	32,79	98,38
30000	80000	98,38	262,35
80000	200000	262,35	655,86
200000	700000	655,86	2295,52
700000	1000000	2295,52	3279,32
1000000	2000000	3279,32	6558,64
2000000	10000000	6558,64	32793,21
10000000	-	32793,21	-

Factor de Estado, SF	Es una medida de cuán rápido un material liberará un vapor a la atmósfera. Se determina considerando la temperatura de ebullición a presión atmosférica. Seleccionar la opción adecuada basado en la Temperatura de Ebullición (Tb).	Factor Seleccionado
SF1: Factor de Estado	Tb < -100°F	8
	-100°F a 100°F	6
	100°F a 250°F	5
	250°F a 400°F	1
	Tb > 400°F	-3
Evaluar Fluido. Temperatura ebullición		
Criterio:		
• Se calcula automáticamente en base a temperatura de operación y temperatura de ebullición del fluido representativo.		

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 68 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Factor de Autoignición, AF	Se incorpora para tener en cuenta la probabilidad de autoignición de un fluido. Seleccionar la opción adecuada basado en la Temperatura de Autoignición (AIT) y de Ebullición (Tb). AF1: Factor de Autoignición El fluido es procesado por debajo de su AIT. El fluido es procesado por encima de su AIT: 1) Tb > 0°F 2) 0°F < Tb < 300°F 3) Tb > 300°F	Factor Seleccionado -10 3 7 13
	Criterio: • Se calcula automáticamente en base a temperatura de operación y temperatura de ebullición del fluido representativo.	
Factor de presión, PRF	Es una medida de cuan rápidamente puede escapar el fluido. En general, los gases o líquidos procesados a alta presión (mayor que 150 psi) tienen mayor probabilidad de liberación rápida (del tipo instantánea), con más severas consecuencias que una liberación del tipo continua. Seleccionar la opción adecuada. PRF1: Factor de Autoignición (Presión) El fluido procesado es un líquido. El fluido procesado es un gas a una presión mayor a 150 psi. Ninguna de las condiciones anteriores es cierta.	Factor Seleccionado 5 5 0
	Criterio: • Se calcula automáticamente en base a fase, temperatura de operación y temperatura de ebullición del fluido representativo.	
Factor de Crédito, CRF	Se determina para tener en cuenta las características de seguridad planificadas en la unidad. Estas características de seguridad pueden jugar un rol importante al reducir las consecuencias de una liberación potencialmente catastrófica. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subítems. CRF1: Detección Detección de gas del 50% o más Sino Criterio: • No se consideran sistemas de detección de gas en ningún caso, tomando la segunda opción. • Para los equipos y tuberías de aire y agua se selecciona la casilla para reducir la consecuencia. CRF2: Protección El equipamiento del proceso es operado normalmente bajo atmósfera inerte. Sino Criterio: • No se considera que trabaje a atmósfera inerte, aplica la opción 2 para todos.	Sumatoria de los factores seleccionados -3 0 -2 0

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 69 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

	• Para los equipos y tuberías de aire y agua se selecciona la casilla para reducir la consecuencia.	
CRF3: Protección	Los sistemas de protección permanecen intactos durante un incidente mayor. Sino	-3 0
Criterio:	• No se considera protección ante un incidente mayor (explosión). • Para los equipos y tuberías de aire y agua se selecciona la casilla para reducir la consecuencia.	
CRF4: Aislación	El recipiente que contiene el material puede aislarse automáticamente. La instrumentación es remota con una iniciación manual. La aislación es operada manualmente. Sino	-6 -4 -2 0
Criterio:	• En base a P&ID se define si el equipo puede ser aislado remota o manualmente en el lugar. En ninguno de los casos se considera aislación automática.	
CRF5: Aislación	La aislación del equipamiento puede controlarse en forma remota y: 1) la instrumentación está protegida contra el fuego y explosiones 2) la instrumentación está protegida solo contra el fuego 3) no hay protección contra el fuego o explosiones. Sino	-3 -2 -1 0
Criterio:	• La instrumentación está protegida solo contra el fuego (opción 2) en todos los casos.	
CRF6: Mitigación	Hay paredes alrededor del equipamiento más crítico. Sino	-3 0
Criterio:	• No se consideran paredes en la instalación (opción 2). • Para los equipos y tuberías de aire y agua se selecciona la casilla para reducir la consecuencia.	
CRF7: Mitigación	Hay vertedero o desaguadero en el cual desagotar el 75% o más del material en menos de 5 minutos con un 90% de confiabilidad. Sino	-3 0
Criterio:	• Se adopta primera opción, considerando que hay sistema de drenaje abierto y	

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 70 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

	cerrado en toda la planta.	
	CRF8: Mitigación	
	Hay material a prueba de fuego en cables y/o estructuras	-3
	Sino	0
	Criterio:	
	Se considera que no hay material a prueba de fuego para todos los casos.	
	CRF9: Mitigación	
	Hay suministro de agua, al menos durante 4 horas.	-2
	Sino	0
	Criterio:	
	<ul style="list-style-type: none"> Se considera que existe un sistema de red contra incendio adecuado para las instalaciones, por lo cual aplica opción 1 para todos los casos. Para el caso de los wellpads se asume que la existencia de extintores es adecuada y por eso se asume que el sistema de mitigación es equivalente a una Red contra incendios. 	
	CRF10: Mitigación	
	Hay sistema de extinción con espuma.	-3
	Sino	0
	Criterio:	
	<ul style="list-style-type: none"> Se considera extinción con espuma para todos. Para el caso de los wellpads se asume que la existencia de extintores es adecuada y por eso se asume que el sistema de mitigación es equivalente a una Red contra incendios. 	
	CRF11: Mitigación	
	Hay monitores de agua que puedan alcanzar todas las áreas afectadas.	-2
	Sino	0
	Criterio:	
	<ul style="list-style-type: none"> Se considera que existe un sistema de red contra incendio adecuado para las instalaciones, por lo cual aplica opción 1 en todos los casos. Para el caso de los wellpads se asume que la existencia de extintores es adecuada y por eso se asume que el sistema de mitigación es equivalente a una Red contra incendios. 	
	CRF12: Mitigación	
	Hay un sistema probado como efectivo para mitigar al menos el 90% del fluido.	-3
	Sino	0
	Criterio:	
	Se considera que existe un sistema de red contra incendio adecuado para las instalaciones, por lo cual aplica opción 1 en todos los casos.	
	Factor Tóxico, TF	
	Es una medida de la toxicidad del material.	Factor
	Seleccionar la opción adecuada con el valor NFPA de Factor de Salud.	Seleccionado
	TF1: Factor de Salud	
	NFPA Factor de Salud = 0	0

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 71 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

	NFPA Factor de Salud = 1	7
	NFPA Factor de Salud = 2	12
	NFPA Factor de Salud = 3	18
	NFPA Factor de Salud = 4	25
	Evaluar fluido. Factor salud	
	Criterio:	
	El factor de salud se define automáticamente, dependiendo del fluido representativo seleccionado.	
	De Población, PPF	Factor Seleccionado
	Mide el número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por un evento inflamable y/o tóxico.	
	PPF1: Factor de Población	
	<10 personas en un radio de 1/4 de milla (400 metros).	0
	10-100 personas en un radio de 1/4 de milla (400 metros).	7
	100-1000 personas en un radio de 1/4 de milla (400 metros).	15
	1000-10000 personas en un radio de 1/4 de milla (400 metros).	20
	Criterio:	
	<ul style="list-style-type: none"> Para el caso de los equipos que procesan agua de producción, la afectación a personas se considera en la categoría mínima, considerando que la afectación es localizada. Para el resto de los casos, se selecciona la categoría dependiendo de la cantidad de gente presente en la instalación. 	
	Factor de Interrupción de Negocios, BIF	Sumatoria de los factores seleccionados
	Se incorporan consideraciones acerca de la criticidad, costos y tiempos de reparación o reemplazo de los equipamientos ante un eventual incidente que derive en una parada de planta no programada. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subítems.	
	BIF1: Criticidad del Equipo	
	Si el equipo se halla fuera de servicio:	
	No se puede entregar el producto debido a una significativa baja en la calidad del mismo, ó el equipamiento es considerado crítico.	5
	Se entrega el producto pero se obtiene una reducción en la calidad del mismo, ó el equipo es considerado como de criticidad media.	3
	No se impacta en la calidad del producto, ó el equipo es considerado de criticidad baja o no crítico.	0
	Criterio:	
	<ul style="list-style-type: none"> Equipos identificados como críticos para el negocio (listado de equipos con pérdida financiera asociada), se selecciona "No se puede entregar el producto debido a una significativa baja en la calidad del mismo, ó el equipamiento es considerado crítico" Equipos no considerados en el listado de equipos mencionado previamente, se selecciona "No se impacta en la calidad del producto, ó el equipo es considerado" 	

MANUAL DE INSPECCION BASADO EN RIESGO REPSOL ECUADOR	CODIGO: 802-A00INF-003		
	Versión: 0	Vigente desde:	Página 72 de 79
	Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP


de criticidad baja o no crítico."		
BIF2: Tiempo de Parada por equipamiento		
Torre		10
Recipiente		5
Aeroenfriador		4
Equipo con Fuego		10
Tanque		3
Esfera		3
Intercambiador		4
BIF3: Costo de reemplazo / reparación de equipamiento		
Torre		10
Recipiente		5
Aeroenfriador		4
Equipo con Fuego		10
Tanque		8
Esfera		8
Intercambiador		4
Criterio:		
<ul style="list-style-type: none"> Se define BIF 2 y BIF3 automáticamente, en función de la tipología de equipo. 		
Puntaje Total y Categoría Consecuencia		Categoría
Puntaje Total Consecuencia	Sumatoria de los factores CF, QF, SF, AF, PRF, CRF, TF, PPF y BIF	
Categoría Consecuencia	Determinar la CATEGORIA CONSECUENCIA utilizando el rango de valores.	
	0 - 30	A
	31 - 45	B
	46 - 60	C
	61 - 75	D
	> 75	E

ANEXO C Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8]

Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8]

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

ANEXO D Criterios para definición de variables de probabilidad análisis semicuantitativo SGI manual de inspección basado en riesgo

 REPSOL SISTEMA DE GESTION INTEGRADO	MANUAL DE INSPECCION BASADO EN RIESGO REPSOL ECUADOR	Versión: 0	Vigente desde:	Página 73 de 79
		Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

**15.4 ANEXO D.1: Criterios para definición de variables de probabilidad análisis
semicuantitativo**

Para el cálculo de probabilidad de acuerdo a los lineamientos descritos anteriormente, se establecieron diversos criterios para la definición de las variables requeridas para el análisis. A continuación se describen los criterios que debieron asumirse para definir los valores que no podían extraerse directamente de la información relevada en etapas previas del proyecto.

Variable	Descripción	Criterio
Espesor de referencia (in)	Valor de espesor utilizado para el cálculo actual de adelgazamiento interno y externo/CUI	Mínimo espesor medido en la última campaña de inspección, en caso no tener medición de espesores, se toma el nominal. Dato obtenido de la última inspección o data sheet según corresponda. En caso no encontrar data se asumió como espesor nominal a la suma del CA + requerido
Año de espesor de referencia	Año de referencia asociado al valor previamente descrito.	Año de la última inspección en caso tenerla o de lo contrario es el año de puesta en marcha.
Velocidad de corrosión interna utilizada (mpy)	Valor de tasa de corrosión utilizada para calcular el espesor del componente al momento del análisis.	Sistemas con susceptibilidad a corrosión por Clorhídrico se define según modelo API 581: 20mpy Sistemas con fluido de poso, se define en base a modelo Norsok: 19,7 Sistemas con fluido procesado (ej: diesel, hot oil, crudo liviano), se toma como referencia velocidad de corrosión representativa para fluidos de baja corrosividad: 5mpy

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 74 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Variable	Descripción	Criterio
Espesor requerido (Pulg)	Espesor requerido en base a norma.	Se calcula según ecuación de la norma correspondiente al equipo o grupo de tubería
Historial de inspecciones D equivalentes	Cantidad de inspecciones D equivalentes, considerando efectividad propuestas por la norma y equivalencia de inspecciones.	Número de inspecciones realizadas para verificar el mecanismo de daño analizado. Dependiendo del tipo de ensayo realizado, la inspección puede considerarse para todos los factores de daño analizados, o para un número limitado.
Factor de monitoreo continuo	Se realiza monitoreo continuo?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno No se realiza monitoreo continuo en ningún caso.
Factor de puntos de inyección	Tiene puntos de inyección?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno Aplica sólo para grupo de tuberías que tengan inyección de químicos
	El plan de inspección considera el punto de inyección?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno "No" para los casos que apliquen puntos de inyección y N/A para los que no aplican.
Factor de fluido estanco	Tiene susceptibilidad a corrosión por fluido estanco?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno Si para todos los equipos y grupo de tuberías, excepto a los tubos de hornos e intercambiadores.
	El plan de inspección considera dicha condición	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno "No" para los casos que apliquen corrosión por fluido estanco y N/A para los que no aplican.
Factor de Tanques	Tanque con junta abulonada?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de Dependiendo del diseño del tanque, se coloca Si o No

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 75 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

Variable	Descripción	Criterio
	adelgazamiento interno	
Mantenimiento en base a API 653?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno	No se consideran que las inspecciones de los tanques sean en base a 653. Se pone "No" en todos los casos
Asentamientos evaluados y aprobados por API 653?	Factor requerido por norma en modelo semicuantitativo de factor de daño de adelgazamiento interno	Se define en base a registro de inspección de tanque
Velocidad de corrosión externa adoptada por analista (mpy)	Velocidad de corrosión utilizada en el modelo semicuantitativo de corrosión atmosférica o CUI, para calcular el espesor del componente analizado al momento del análisis.	Velocidad de corrosión externa propuesta por modelo API 581. En caso de que la misma sea cero, se define la velocidad de corrosión suponiendo temperatura de operación igual a la ambiental.
Año de última restauración del recubrimiento	Variable utilizada para calcular los años de aplicabilidad de la velocidad de corrosión externa/CUI	Debido que no se cuenta con data se asumió el año desde que comenzó a operar
Calidad de recubrimiento	Variable utilizada para calcular los años de aplicabilidad de la velocidad de corrosión externa/CUI	Media para todos, excepto haya fotos que indique la condición real del recubrimiento externo.
Caracterización de ambiente	Tipo de ambiente	"Árido/seco" para los hornos y "Templado" para los demás. Para los tubos de intercambiadores no aplica.
	El componente posee una configuración que no permite el correcto mantenimiento del	Variable utilizada para modelar la velocidad de corrosión externa Ver foto particular y decidir si es si o no (si tiene condiciones que impidan un fácil mantenimiento)

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 76 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: JEFE DE GERENTE DE ISUP


Variable	Descripción	Criterio
recubrimiento		
El item analizado posee interface suelo-aire:	Variable utilizada para modelar la velocidad de corrosión externa/CUI	Abrir el plano correspondiente y ver si está enterrado o no. Para los equipos "No" en todos
Velocidad de corrosión bajo aislación	Tipo de aislación térmica	Variable utilizada para cálculo de velocidad de corrosión bajo aislación, de acuerdo a modelo API 581.
	Complejidad del sistema de aislación	Variable utilizada para cálculo de velocidad de corrosión bajo aislación, de acuerdo a modelo API 581.
	Condiciones de aislación	Variable utilizada para cálculo de velocidad de corrosión bajo aislación, de acuerdo a modelo API 581.
	Soportes de componentes que no permiten mantenimiento apropiado del recubrimiento	Variable utilizada para cálculo de velocidad de corrosión bajo aislación, de acuerdo a modelo API 581.
Temperatura de referencia (°F)	Variable utilizada para la estimación de factor de daño de Creep.	Temperatura de operación indicado en el datasheet. Para H1 750Fahrenheit
Historial de réplica de grado C?	Variable utilizada para la estimación de factor de daño de Creep. Se define en función de la evaluación de réplicas metalográficas realizadas en el componente.	No existen replicas
¿Historial de réplicas de grado D?	Variable utilizada para la	No existen replicas

**MANUAL DE INSPECCION BASADO
EN RIESGO
REPSOL ECUADOR**

CODIGO: 802-A00INF-003		
Versión: 0	Vigente desde:	Página 77 de 79
Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: JEFE DE GERENTE DE ISUP

Variable	Descripción	Criterio
o mayor?	estimación de factor de daño de Creep. Se define en función de la evaluación de réplicas metalográficas realizadas en el componente.	
¿Existen deformaciones en el componente?	Variable utilizada para la estimación del factor de daño de Creep.	Dependiendo del resultado de inspección, se contesta la pregunta.
¿Posibilidad de sobrecalentamiento?	Variable utilizada para la estimación del factor de daño de Creep.	Sí para todos los activos que aplican, considerando posible desviación del quemador, o taponamiento de tubos.
Severidad de H2S	Variable utilizada para la estimación de la severidad del mecanismo de daño de fisuración interna por Sulfhidrico.	En base a la Tabla 9.3 de severidad de la Norma API 581

ANEXO E Criterios para definición de variables de consecuencia SGI manual de inspección basado en riesgo.


 REPSOL SISTEMA DE GESTION INTEGRADO	MANUAL DE INSPECCION BASADO EN RIESGO REPSOL ECUADOR	CODIGO: 802-A00INF-003		
		Versión: 0	Vigente desde:	Página 78 de 79
		Elaborado por: PuertoPacc	Revisado por: JEFE DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO	Aprobado por: GERENTE DE ISUP

15.5 ANEXO D.2: Criterios para definición de variables de consecuencia

Para el cálculo de consecuencia de acuerdo a los lineamientos descriptos anteriormente, se establecieron diversos criterios para la definición de las variables requeridas para el análisis. A continuación se describen los criterios que debieron asumirse para definir los valores que no podían extraerse directamente de la información relevada en etapas previas del proyecto.

Variable	Descripción	Criterio
Volumen adoptado (bbls)	Variable utilizada para el cálculo de inventario máximo.	Volumen de equipo: volumen geométrico por 1,2 (más un 20%) Volumen de tuberías: Volumen geométrico, Diámetro principal por 50 metros asumiendo que cada 25 metros, en promedio, se encuentra una válvula de corte
Densidad (lbs/bbl)	Variable utilizada para el cálculo de inventario máximo.	Densidad de agua: 1009 kg/m ³ Densidad de Crudo: 965 kg/m ³ Densidad de Diesel: 870 kg/m ³ Otros: cálculo en base a condiciones de operación y fluido (http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/)
Fluido representativo	Variable utilizada para el cálculo consecuencia	Fluido contenido en el activo, ejem: C1-C2, C3-C4, C6-C8, C25+, agua, entre otros
Puntaje de Detección	Categoría utilizada para estimar mitigación de tasa de liberación y masa liberada.	Se coloca "C" en todos los casos. Datos obtenidos según la tabla 5.5 de la API 581. "Detección visual, cámaras, o detectores con cobertura marginal"
Puntaje de Aislación	Categoría utilizada para estimar mitigación de tasa de liberación y masa liberada.	Verificar cada caso por el PID, y observar si es Remota "B", o Manual "C". Datos obtenidos según la tabla 5.5 de la API 581. "Aislación dependiente de la operación manual de válvulas"
Puntaje de mitigación	Categoría utilizada para estimar mitigación de consecuencias.	En los tanques "B" (Fire water deluge system and monitors) y en el resto "C" (Fire water monitors only). Datos obtenidos según la tabla X de la API 581

ANEXO F Informe del departamento de equipo estático

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 3 de 39	OT #:

3. ACTIVIDADES REALIZADAS DURANTE EL MANTENIMIENTO.

El aislamiento (instalación de skillers y ochos), apertura, limpieza y cierre de los equipos; estuvo a cargo de la Empresa VLADMAU. Además esta contratista realizó la instalación de andamios en los equipos a intervenir. A continuación se resume los diferentes trabajos ejecutados por Mantenimiento.

3.1. INSPECCION INTERNA Y EXTERNA DE EQUIPOS ESTATICO.

Para evaluar la integridad mecánica de los recipientes a presión y tanques de la Planta Topping se realiza su inspección externa e interna. A continuación se presentan los resultados de la inspección y evaluación de cada equipo, para mayor detalle se puede verificar los informes de cada equipo.

TORRE DE DESTILACION T-1



1.- DATOS DEL EQUIPO						
TAG	:	T-1				
Tipo	:	Torre				
Denominación	:	TORRE DE DESTILACION				
Código de Diseño	:	ASME VIII DIV.1				
Año de Construcción	:	1998				
Fabricante	:	INDUSTRIA DE ACEROS LOS ANDES				
Sistema	:	NPFT-TOPP				
Fluido	:	Diesel-Residuos				
Posición	:	Vertical				
Aislación	:	SI				
Presión de prueba [psig]	:	135				
Diámetro Externo [in]	:	60.236				
Longitud [ft]	:	39.948				
Cantidad de Platos [un]	:	14				
Capacidad nominal [m3]	:	22				
Corrosion allowance [in]	:	0.125				
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN						
		DISEÑO	OPERACIÓN			
	:	INFERIOR	SUPERIOR	INFERIOR	SUPERIOR	
Presión [psig]	:	90	90	20	6	
Temperatura [°F]	:	750	750	600	240	
3.- DATOS DE COMPONENTES						
		Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta
Cabezal superior/norte/leste	:	Toristérico	A 516 Gr. 70	0.500	0.125	0.85
Cabezal inferior/sur/este	:	Toristérico	A 516 Gr. 70	0.625	0.125	0.85
Envoltorio	:	N/A	A 516 Gr. 70	0.500	0.125	0.85

Figura 2. Datos y parámetros de operación del T-1

De acuerdo al informe DME-066-15, las conclusiones y recomendaciones son:

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16		Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015		Página 4 de 39	OT #:
Conclusiones:				
<ul style="list-style-type: none">• Internamente el recipiente presenta ataque corrosivo debido a cloruros entre los platos 1 al 5• De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen daños que pudiesen poner en riesgo la integridad del recipiente• Debido al proceso corrosivo existente entre los platos 1 al 3 se vieron afectados los cordones de soldadura circunferenciales en esta área así como los de los soportes de los platos los cuales fueron reparados.• Se determinó que en las salidas que se encuentran entre los platos 3 al 5 existen surcos de 1/8" orientados a las 6:00H• Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buenas condiciones y no presta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI).• Existen tuberías laterales que requieren reparación del aislamiento• Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones.• Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes que pudieran dar indicativos de daños en el aislamiento térmico				
Recomendaciones y acciones correctivas:				
<ul style="list-style-type: none">• Se realiza el cambio de los siguientes platos: 1, 2, 3,7 y 8 (los 5 platos son iguales entre sí.)• Analizar alternativas para disminuir la precipitación de cloruros en los platos superiores de la torre que aceleren el proceso correctivo en esta zona.• Monitorear las salientes que presentaron surcos en los platos 3 a 5 en el próximo mantenimiento.• Continuar con los cronogramas de mantenimiento para los equipos de la Planta Topping.• Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.• Se debería realizar la adquisición de los platos: 3 y 4, para tenerlos en stock. Ya que estos son diferentes al resto.				

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 5 de 39	OT #:

Reparación realizadas en la torre de destilación T-1

Se realizan rellenos con soldadura en soportes circunferenciales de los platos 1 y 2 que presentan desgaste severo por corrosión. Se realizan los cambios de los soportes deteriorados por unos nuevos. Estas reparaciones se indican en las siguientes fotografías:



Se realiza el cambio de los siguientes platos: 1, 2, 3,7 y 8 (los 5 platos son iguales entre si.)



Se ejecuta el cambio de la línea de nafta y colocación de aislamiento térmico en de 12 pulgadas.



	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 6 de 39	OT #:

HORNO H-1



1.- DATOS DEL EQUIPO						
TAG	:	H-1				
Tipo	:	Horno				
Denominación	:	HORNO				
Código de Diseño	:	ASME B 31.3				
Año de Construcción	:	1998				
Fabricante	:	INDUSTRIA DE ACEROS LOS ANDES				
Sistema	:	NPFT-TOPP				
Fluido	:	CRUDO				
Posición	:	Vertical				
Aislación	:	SI				
Presión de prueba [psig]	:	180				
Diámetro tubos [in]	:	6				
Longitud tubos [ft]	:	39.24				
Longitud Carcaza[ft]	:	41.01				
Capacidad nominal[m3]	:	16 mm BTU/h				
Corrosion allowance [in]	:	0.125				
						
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN						
	DISEÑO	OPERACIÓN				
Presión [psig]	90	75				
Temperatura [°F]	825	650				
3.- DATOS DE COMPONENTES						
	Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta	
Tubos	:	N/A	3A-335 Gr P-11	0.280	0.125	0.7
Codos	:	N/A	3A-234 Gr P-11	0.280	0.125	0.7
Carcaza	:	N/A	A 36			


Figura 3. Datos y parámetros de operación del H-1

De acuerdo al informe DME- 065-15, las conclusiones y recomendaciones son:

Conclusiones:

- La integridad de los tubos del serpentín tiene pérdidas de espesor que no comprometen a la integridad de los tubos. No existen fugas en el serpentín.
- Internamente el aislamiento térmico en las paredes del horno se encuentra en buen estado, no presenta fisuras o posibles zonas despegadas.
- El análisis termográfico muestra falencias en el aislamiento térmico.

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 7 de 39	OT #:
<ul style="list-style-type: none">• El refractario del piso se encuentra en excelentes condiciones, no presenta fisuras ni desprendimientos.• Las conexiones de tubería al horno se encuentran en buen estado.• El aislamiento térmico de algunos ductos de ingreso al horno se encuentran en malas condiciones y deben ser reparados.• Las termocupas en el interior del horno se encuentran perfectamente soldadas al serpentín.• La pintura externa del horno presenta defecto CRACKING, por lo cual se encuentra en mal estado cerca del 60% de la superficie externa de todo el horno.• Los quemadores se encuentran en buen estado.			
Recomendaciones y acciones correctivas:			
<ul style="list-style-type: none">• Se ha reparado las fisuras encontradas en el refractario de las campanas internas de los quemadores.• Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.• Se debería programar la reparación del recubrimiento externo del horno en el próximo mantenimiento de la Planta Topping.• Se recomienda verificar la posibilidad de cambiar el aislamiento de las paredes por uno más eficiente, o de mayor espesor, capaz de limitar de mejor manera la transferencia de calor hacia el exterior.• Se debe reparar el aislamiento térmico de algunos ductos externos del horno.			

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16		Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015		Página 8 de 39	OT #:

DESALADOR V-1



1.- DATOS DEL EQUIPO																																																														
<table><tr><td>TAG</td><td>:</td><td colspan="2">V-1</td></tr><tr><td>Tipo</td><td>:</td><td colspan="2">Recipiente</td></tr><tr><td>Denominación</td><td>:</td><td colspan="2">DESALADOR</td></tr><tr><td>Código de Diseño</td><td>:</td><td colspan="2">ASME VIII Div. 1</td></tr><tr><td>Año de Construcción</td><td>:</td><td colspan="2">1998</td></tr><tr><td>Sistema</td><td>:</td><td colspan="2">NPFT-TOPP</td></tr><tr><td>Fluido</td><td>:</td><td colspan="2">Crudo</td></tr><tr><td>Posición</td><td>:</td><td colspan="2">Horizontal</td></tr><tr><td>Aislación</td><td>:</td><td colspan="2">SI</td></tr><tr><td>Prueba Hidrost. [psig]</td><td>:</td><td colspan="2">300</td></tr><tr><td>Diámetro Externo [in]</td><td>:</td><td colspan="2">120</td></tr><tr><td>Longitud [ft]</td><td>:</td><td colspan="2">17</td></tr><tr><td>Peso del Equipo [lb]</td><td>:</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td>Capacidad[m3]</td><td>:</td><td colspan="2">1335</td></tr></table>				TAG	:	V-1		Tipo	:	Recipiente		Denominación	:	DESALADOR		Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1		Año de Construcción	:	1998		Sistema	:	NPFT-TOPP		Fluido	:	Crudo		Posición	:	Horizontal		Aislación	:	SI		Prueba Hidrost. [psig]	:	300		Diámetro Externo [in]	:	120		Longitud [ft]	:	17		Peso del Equipo [lb]	:			Capacidad[m3]	:	1335				
TAG	:	V-1																																																												
Tipo	:	Recipiente																																																												
Denominación	:	DESALADOR																																																												
Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1																																																												
Año de Construcción	:	1998																																																												
Sistema	:	NPFT-TOPP																																																												
Fluido	:	Crudo																																																												
Posición	:	Horizontal																																																												
Aislación	:	SI																																																												
Prueba Hidrost. [psig]	:	300																																																												
Diámetro Externo [in]	:	120																																																												
Longitud [ft]	:	17																																																												
Peso del Equipo [lb]	:																																																													
Capacidad[m3]	:	1335																																																												
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN																																																														
		DISEÑO		OPERACIÓN																																																										
Presión [psig]	:	200		115																																																										
Temperatura [°F]	:	400		300																																																										
3.- DATOS DE COMPONENTES																																																														
	Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta																																																									
Cabezal superior/norte/oeste:	Toristérica	A 516 Gr. 70	0.950	0.125	0.70																																																									
Cabezal inferior/sur/este	Toristérica	A 516 Gr. 70	0.950	0.125	0.70																																																									
Envolvente	N/A	A 516 Gr. 70	0.875	0.125	0.70																																																									

Figura 3. Datos y parámetros de operación del V-1

De acuerdo al informe DME-063-15, las conclusiones y recomendaciones son:

Conclusiones:

- Internamente el recipiente no presenta desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo.
- La parrilla electrostática se encuentra en condiciones de operación adecuada y sus soportes firmemente asegurados.
- De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared en el recipiente.
- Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buenas condiciones y no presta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI).
- Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones.

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 9 de 39	OT #:

- Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes que pudieran dar indicativos de daños en el aislamiento térmico

Recomendaciones y acciones correctivas:

- Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.

ACUMULADOR DE REFLUJO V-2




1.- DATOS DEL EQUIPO						
TAG	:	V-2				
Tipo	:	Recipiente				
Denominación	:	ACUMULADOR DE REFLUJO				
Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1				
Año de Construcción	:	1998				
Sistema	:	NPFT-TOPP				
Fluido	:	Fracción Liviana Nafta				
Posición	:	Horizontal				
Aislación	:	SI				
Prueba Hidrost. [psig]	:	135				
Diámetro Externo [in]	:	63.992				
Longitud [ft]	:	13.123				
Peso del Equipo [lb]	:	9920.8				
Capacidad[ft3]	:	314				
Area (ft2):	:	264.39				
						
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN						
		DISEÑO	OPERACIÓN			
Presión [psig]	:	200	4			
Temperatura [°F]	:	500	175			
3.- DATOS DE COMPONENTES						
		Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta
Cabezal superior/norte/oeste	:	Toriférica	A 516 Gr. 70	0.500	0.125	0.85
Cabezal inferior/suriente	:	Toriférica	A 516 Gr. 70	0.500	0.125	0.85
Envolvente	:	N/A	A 516 Gr. 70	0.500	0.125	0.85

Figura 4. Datos y parámetros de operación del V-2

De acuerdo al informe DME-058-15, las conclusiones y recomendaciones son:

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 10 de 39	OT #:
<p>Conclusiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Internamente el recipiente no presenta desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo. • De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared en el recipiente. • La pintura interna se encuentra en buen estado. No existen zonas con metal expuesto. • La malla del demister se encontró en buen estado, sin embargo se aprecia que la recámara superior del mismo se encontraba con corrosión generalizada. • No se evidencian discontinuidades en los cordones de soldadura. • Externamente el aislamiento térmico no presenta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI); sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio. • Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes lo cual es indicativo de que no existen daños en el aislamiento térmico • Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones. <p>Recomendaciones y acciones correctivas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo. • Se debe monitorear el estado de la recámara interna del demister para la próxima inspección. • Se debe planificar la reparación en zonas puntuales del aislamiento térmico externo del vessel. 			

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 11 de 39	OT #:

STRIPPER DE DIESEL V-3


1.- DATOS DEL EQUIPO					
TAG	:	V-3			
Tipo	:	Recipiente			
Denominación	:	STRIPPER DE DIESEL			
Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1			
Año de Construcción	:	1998			
Sistema	:	NPFT-TOPP			
Fluido	:	Diesel			
Posición	:	Horizontal			
Aislación	:	SI			
Prueba Hidrost. [psig]	:	135			
Diámetro Externo [in]	:	54.02			
Longitud [ft]	:	9.84			
Peso del Equipo [lb]	:	494.63			
Capacidad[m3]	:	155.4			
					
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN					
	DISEÑO	OPERACIÓN			
Presión [psig]	90	10			
Temperatura [°F]	500	250			
3.- DATOS DE COMPONENTES					
	Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta
Cabezal superior/norte/oeste	Toriférica	A 516 Gr. 70	0.437	0.125	0.70
Cabezal inferior/sureste	Toriférica	A 516 Gr. 70	0.437	0.125	0.70
Envolvente	N/A	A 516 Gr. 70	0.437	0.125	0.70

Figura 5. Datos y parámetros de operación del V-3

De acuerdo al informe DME-064-15, las conclusiones y recomendaciones son:

Conclusiones:

Internamente el recipiente no presenta daños mecánicos que pueda poner en riesgo la integridad del equipo. Se aprecia corrosión generalizada en toda la superficie del Vessel.

- De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared representativa en el recipiente.
- No se evidencian discontinuidades en los cordones de soldadura.
- No cuenta con recubrimiento interno






	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15																																																																																																														
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 12 de 39	OT #:																																																																																																													
<ul style="list-style-type: none">• Externamente el aislamiento térmico no presenta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI); sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.• Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta mostraron zonas calientes lo cual son indicativos de daños en el aislamiento térmico• Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones. <p>Recomendaciones y acciones correctivas:</p> <ul style="list-style-type: none">• Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.• Se recomienda la aplicación de recubrimiento interno para mitigar el avance del proceso corrosivo.• Se debe planificar la reparación en zonas puntuales del aislamiento térmico externo del vessel. <p>ACUMULAROR DE CONDENSADOS V-5</p>																																																																																																																
<table><tr><th colspan="6">1.- DATOS DEL EQUIPO</th></tr><tr><td>TAG</td><td>:</td><td>V-5</td><td colspan="3" rowspan="15"></td></tr><tr><td>Tipo</td><td>:</td><td>Recipiente</td></tr><tr><td>Denominación</td><td>:</td><td>COLECTOR DE CONDENSADOS</td></tr><tr><td>Código de Diseño</td><td>:</td><td>ASME VIII Div. 1</td></tr><tr><td>Año de Construcción</td><td>:</td><td>1998</td></tr><tr><td>Sistema</td><td>:</td><td>NPFT-TOPP</td></tr><tr><td>Fluido</td><td>:</td><td>Nafta</td></tr><tr><td>Posición</td><td>:</td><td>Horizontal</td></tr><tr><td>Aislación</td><td>:</td><td>SI</td></tr><tr><td>Prueba Hidrost. [psig]</td><td>:</td><td>192</td></tr><tr><td>Diámetro Externo [in]</td><td>:</td><td>24</td></tr><tr><td>Longitud [ft]</td><td>:</td><td>6.562</td></tr><tr><td>Peso del Equipo [lb]</td><td>:</td><td>1323</td></tr><tr><td>Capacidad[m3]</td><td>:</td><td>21.19</td></tr><tr><th colspan="6">2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN</th></tr><tr><td></td><td></td><td>DISEÑO</td><td colspan="3">OPERACIÓN</td></tr><tr><td>Presión [psig]</td><td>:</td><td>128</td><td colspan="3">4</td></tr><tr><td>Temperatura [°F]</td><td>:</td><td>320</td><td colspan="3">175</td></tr><tr><th colspan="6">3.- DATOS DE COMPONENTES</th></tr><tr><td></td><td></td><td>Tipo</td><td>Material</td><td>Espesor Nominal (in)</td><td>CA (in)</td><td>Efficiencia Junta</td></tr><tr><td>Cabezal superior/norte/oeste</td><td>:</td><td>Toriférica</td><td>IRAM F24</td><td>0.374</td><td>0.126</td><td>0.70</td></tr><tr><td>Cabezal inferior/sur/este</td><td>:</td><td>Toriférica</td><td>IRAM F24</td><td>0.374</td><td>0.126</td><td>0.70</td></tr><tr><td>Envoltorio (tubo de 24" SCH 20)</td><td>:</td><td>N/A</td><td>SA53 Gr. B</td><td>0.374</td><td>0.126</td><td>0.70</td></tr></table>				1.- DATOS DEL EQUIPO						TAG	:	V-5				Tipo	:	Recipiente	Denominación	:	COLECTOR DE CONDENSADOS	Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1	Año de Construcción	:	1998	Sistema	:	NPFT-TOPP	Fluido	:	Nafta	Posición	:	Horizontal	Aislación	:	SI	Prueba Hidrost. [psig]	:	192	Diámetro Externo [in]	:	24	Longitud [ft]	:	6.562	Peso del Equipo [lb]	:	1323	Capacidad[m3]	:	21.19	2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN								DISEÑO	OPERACIÓN			Presión [psig]	:	128	4			Temperatura [°F]	:	320	175			3.- DATOS DE COMPONENTES								Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Efficiencia Junta	Cabezal superior/norte/oeste	:	Toriférica	IRAM F24	0.374	0.126	0.70	Cabezal inferior/sur/este	:	Toriférica	IRAM F24	0.374	0.126	0.70	Envoltorio (tubo de 24" SCH 20)	:	N/A	SA53 Gr. B	0.374	0.126	0.70
1.- DATOS DEL EQUIPO																																																																																																																
TAG	:	V-5																																																																																																														
Tipo	:	Recipiente																																																																																																														
Denominación	:	COLECTOR DE CONDENSADOS																																																																																																														
Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1																																																																																																														
Año de Construcción	:	1998																																																																																																														
Sistema	:	NPFT-TOPP																																																																																																														
Fluido	:	Nafta																																																																																																														
Posición	:	Horizontal																																																																																																														
Aislación	:	SI																																																																																																														
Prueba Hidrost. [psig]	:	192																																																																																																														
Diámetro Externo [in]	:	24																																																																																																														
Longitud [ft]	:	6.562																																																																																																														
Peso del Equipo [lb]	:	1323																																																																																																														
Capacidad[m3]	:	21.19																																																																																																														
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN																																																																																																																
		DISEÑO	OPERACIÓN																																																																																																													
Presión [psig]	:	128	4																																																																																																													
Temperatura [°F]	:	320	175																																																																																																													
3.- DATOS DE COMPONENTES																																																																																																																
		Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Efficiencia Junta																																																																																																										
Cabezal superior/norte/oeste	:	Toriférica	IRAM F24	0.374	0.126	0.70																																																																																																										
Cabezal inferior/sur/este	:	Toriférica	IRAM F24	0.374	0.126	0.70																																																																																																										
Envoltorio (tubo de 24" SCH 20)	:	N/A	SA53 Gr. B	0.374	0.126	0.70																																																																																																										

Figura 6. Datos y parámetros de operación del V-5

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 13 de 39	OT #:

De acuerdo al informe DME-062-15, las conclusiones y recomendaciones son

Conclusiones:



- Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buen estado, sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.
- No se pudo realizar la inspección interna debido a que tamaño pequeño del equipo.
- Al realizar la prueba hidrostática del serpentín de calentamiento, se encontraron 18 perforaciones en este serpentín.


Recomendaciones y acciones correctivas:

- Se debe aplicar un material sellante adecuado en las juntas del aislamiento térmico, para evitar el ingreso de agua y la posibilidad de CUI.
- Se debe cambiar los tubos del serpentín de calentamiento.

Cambio de tubos perforados del serpentín de calentamiento.


Se realiza la fabricación de un nuevo serpentín de calentamiento, utilizando tubing de instrumentación de diámetro 3/4". Se realiza la prueba hidrostática a 150 PSI. Durante 30 minutos.

INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 14 de 39	OT #:

INTERCAMBIADOR DE CALOR E-1 A-B,C-D,E-F,G-H

1.- DATOS DEL EQUIPO				
TAG	:	E1 A-B, C-D, E-F, G-H		
Tipo	:	Tren de Pre calentamiento		
Denominación	:	INTERCAMBIADOR DE CALOR		
Código de Diseño	:	TEMA		
Año de Construcción	:	1998		
Fabricante	:	INDUSTRIA DE ACEROS LOS ANDES		
Sistema	:	NPFT-TOPP		
Fluido	:	Crudo-Residuos		
Posición	:	Horizontal		
Aislación	:	SI		
P. prueba carcaza [psig]	:	255		
P. prueba tubos [psig]	:	300		
Diámetro de tubos [in]	:	1		
Peso de tubos [kg]	:	4700		
Número de tubos [unl]	:	356		
Peso Vacio [kg]	:	10345		
Corrosion allowance [in]	:	0.125		





2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN					
		DISEÑO		OPERACIÓN	
		CARCAZA	TUBOS	CARCAZA	TUBOS
Presión [psig]	:	170	200	145	160
Temperatura [°F]	:	500	400	240	186


3.- DATOS DE COMPONENTES					
		Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)
Tubos	:	Torisférico	A 179	0.083	0.125
Envoltorio	:	N/A	A 516 Gr. 70	0.500	0.125

Figura 6. Datos y parámetros de operación del E1 A-B, C-D, E-F, G-H



Se realiza la prueba hidrostática de los 8 haces de tubos. Con resultados satisfactorios.



- Prueba de presión de carcaza del E1-H. Presión de prueba: 135 PSI, durante 1 hora.



INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	


	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 15 de 39	OT #:

- Prueba de presión de carcaza del E1-G. Presión de prueba: 135 PSI, durante 1 hora.



INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	
- Prueba de presión de carcaza del E1-E y E1-F. Presión de prueba 255 PSI, durante 1 hora.

INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	
- Prueba de presión de carcaza del E1-D. Presión de prueba 255 PSI, durante 1 hora



INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 16 de 39	OT #:

- Prueba de presión de carcaza del E1-C. Presión de prueba 255 PSI, durante 1 hora

INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	

- Prueba de presión de carcaza del E1-A y E1-B. Presión de prueba: 135 PSI, durante 1 hora.

INICIO DE PRUEBA	FINAL DE PRUEBA
	

De acuerdo al informe DME-068-15, las conclusiones y recomendaciones son:

Conclusiones:

- Internamente las carcasas de los intercambiadores no presentan desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo.
- De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared en el recipiente.
- Externamente el aislamiento térmico se encuentra en buenas condiciones y no presta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI). Sin embargo existen tuberías laterales con aislamiento golpeado que deben ser reparadas

	OPERACIONES DE MANTENIMIENTO BLOQUE 16	Informe No: DME-067-15	
Fecha: 16-03-15 Rev.: 0	MANTENIMIENTO DE LA PLANTA TOPPING 2015	Página 17 de 39	OT #:

- Se realizó prueba hidrostática a cada intercambiador. No se encontró tubos con fuga a más de los detectados anteriormente:
 - E1-G con 4 tubos suspendidos (2012)
 - E1-H con 3 tubos suspendidos anteriormente.
- Las cabezas del intercambiador se encontraron en buen estado.

Recomendaciones:

- Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TK-2





Figura 7. Fotografía del TK-2


Conclusiones:

- La soldadura perimetral interna entre el piso y el primer anillo presenta corrosión.
- Internamente se tienen defectos en piso y primer anillo.
- La pintura interna del piso se encuentra totalmente en mal estado.

Recomendaciones y acciones correctivas:

- Se realiza la reparación del cordón de soldadura perimetral entre piso y pared.
- Se realiza la reparación de defectos en piso, primer anillo y manhole.
- Se realiza la reparación de la pintura interna del piso y de las áreas reparadas mecánicamente. Se aplica un recubrimiento epóxico Sigmacover 450.
- Se realiza la reparación de la pintura externa del tanque que fue afectada por las reparaciones mecánicas ejecutadas internamente.

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTÁTICO BL16		Informe No.: DME-058-15																																													
	REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING		Fecha de Elaboración: 05/03/2015																																													
			Página: 1																																													
1.- DATOS DEL EQUIPO																																																
<table> <tr><td>TAG</td><td>:</td><td>V-2</td></tr> <tr><td>Tipo</td><td>:</td><td>Recipiente</td></tr> <tr><td>Denominación</td><td>:</td><td>ACUMULADOR DE REFLUJO</td></tr> <tr><td>Código de Diseño</td><td>:</td><td>ASME VIII Div. 1</td></tr> <tr><td>Año de Construcción</td><td>:</td><td>1998</td></tr> <tr><td>Sistema</td><td>:</td><td>NPFT-TOPP</td></tr> <tr><td>Fluido</td><td>:</td><td>Fracción Liviana Nafta</td></tr> <tr><td>Posición</td><td>:</td><td>Horizontal</td></tr> <tr><td>Aislación</td><td>:</td><td>Si</td></tr> <tr><td>Prueba Hidrost. [psig]</td><td>:</td><td>135</td></tr> <tr><td>Diámetro Externo [in]</td><td>:</td><td>63,992</td></tr> <tr><td>Longitud [ft]</td><td>:</td><td>13,123</td></tr> <tr><td>Peso del Equipo [lb]</td><td>:</td><td>9920,8</td></tr> <tr><td>Capacidad [ft3]</td><td>:</td><td>314</td></tr> <tr><td>Area [ft2]:</td><td>:</td><td>264,39</td></tr> </table>			TAG	:	V-2	Tipo	:	Recipiente	Denominación	:	ACUMULADOR DE REFLUJO	Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1	Año de Construcción	:	1998	Sistema	:	NPFT-TOPP	Fluido	:	Fracción Liviana Nafta	Posición	:	Horizontal	Aislación	:	Si	Prueba Hidrost. [psig]	:	135	Diámetro Externo [in]	:	63,992	Longitud [ft]	:	13,123	Peso del Equipo [lb]	:	9920,8	Capacidad [ft3]	:	314	Area [ft2]:	:	264,39	
TAG	:	V-2																																														
Tipo	:	Recipiente																																														
Denominación	:	ACUMULADOR DE REFLUJO																																														
Código de Diseño	:	ASME VIII Div. 1																																														
Año de Construcción	:	1998																																														
Sistema	:	NPFT-TOPP																																														
Fluido	:	Fracción Liviana Nafta																																														
Posición	:	Horizontal																																														
Aislación	:	Si																																														
Prueba Hidrost. [psig]	:	135																																														
Diámetro Externo [in]	:	63,992																																														
Longitud [ft]	:	13,123																																														
Peso del Equipo [lb]	:	9920,8																																														
Capacidad [ft3]	:	314																																														
Area [ft2]:	:	264,39																																														
2.- PARAMETROS DE OPERACIÓN																																																
<table> <tr> <td></td> <td>DISEÑO</td> <td>OPERACIÓN</td> </tr> <tr> <td>Presión [psig]</td> <td>200</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Temperatura [°F]</td> <td>500</td> <td>175</td> </tr> </table>					DISEÑO	OPERACIÓN	Presión [psig]	200	4	Temperatura [°F]	500	175																																				
	DISEÑO	OPERACIÓN																																														
Presión [psig]	200	4																																														
Temperatura [°F]	500	175																																														
3.- DATOS DE COMPONENTES																																																
<table> <tr> <th></th> <th>Tipo</th> <th>Material</th> <th>Espesor Nominal (in)</th> <th>CA (in)</th> <th>Eficiencia Junta</th> </tr> <tr> <td>Cabezal superior/norte/oeste :</td> <td>Toriférica</td> <td>A 516 Gr. 70</td> <td>0,500</td> <td>0,125</td> <td>0,85</td> </tr> <tr> <td>Cabezal inferior/sur/este :</td> <td>Toriférica</td> <td>A 516 Gr. 70</td> <td>0,500</td> <td>0,125</td> <td>0,85</td> </tr> <tr> <td>Envolvente :</td> <td>N/A</td> <td>A 516 Gr. 70</td> <td>0,500</td> <td>0,125</td> <td>0,85</td> </tr> </table>					Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta	Cabezal superior/norte/oeste :	Toriférica	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85	Cabezal inferior/sur/este :	Toriférica	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85	Envolvente :	N/A	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85																					
	Tipo	Material	Espesor Nominal (in)	CA (in)	Eficiencia Junta																																											
Cabezal superior/norte/oeste :	Toriférica	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85																																											
Cabezal inferior/sur/este :	Toriférica	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85																																											
Envolvente :	N/A	A 516 Gr. 70	0,500	0,125	0,85																																											
4.- ANTECEDENTES																																																
<p>El vessel V-2 ha sido abierto según los archivos históricos, en el año 2012.</p> <p>Fecha de última inspección : 13/10/2012. Reporte DCIT-277-12</p> <ul style="list-style-type: none"> • La profundidad de pérdida de espesor interior en las zonas corroídas en el fondo y superior del recipiente no han variado con respecto a la inspección del año 2011 y al momento no comprometen la integridad del recipiente. • Los accesorios del recipiente mantiene su integridad y requirieron reparación. • No se encontró zonas potenciales para CUI, de acuerdo a la inspección visual y medición de espesores interna realizada. • Como barrera para preservar y mitigar el proceso corrosivo interior el recipiente cuenta ahora con un sistema de recubrimiento para servicio en inmersión. Se aplicaron 3 capas de 4mils de Epóxico Fenólico de Sigma Phenguar (930,935 y 940). La preparación superficial fue un SSPC-SP 5. (Debido a que el equipo se requería poner en servicio, no se cumplió el tiempo de curado mínimo de 7 días y en su lugar se calentó el interior del vessel con resistencias eléctricas para llevar su tiempo de curado a 3 días) 																																																

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTATICO BL16		Informe No.: DME-058-15
	REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING		Fecha de Elaboración: 05/03/2015
			Anexo: 1

PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO ADMISIBLE SEGÚN ASME SECCIÓN VIII, DIV. I			
UNIDADES Y NOMENCLATURA			
t	:	Mínimo espesor de pared medido [in]	S : Estrés máximo permisible [psi]
P	:	Presión Interna Admisible [psi]	E : Eficiencia de la junta
R	:	Radio interno de envoltente [in]	r : Radio Interno del casquete [in]
L	:	Radio interno del plato [in]	
DATOS DE DISEÑO			
S	:	20000	Tabla 1A, ASME II, Parte D, Subparte I, @ 66°C
E	:	0,85	Especificaciones de diseño, Tabla UW-12, ASME VIII, División I
t1	:	0,581	Espesor mínimo medido en la envoltente
t2	:	0,534	Espesor mínimo medido en el casquete
R	:	31,496	Especificaciones de diseño.
h	:	15,748	Especificaciones de diseño.
L	:	48	Especificaciones de diseño.
r	:	8	Especificaciones de diseño.
Pared Cilíndrica: Juntas Longitudinales (ASME VIII, UG-27):			
Plong.	:	310,16	$P = \frac{t_1 \times S \times E}{R + (0,6 \times t_1)}$
Pared cilíndrica: Juntas Circunferenciales (ASME VIII, UG-27):			
Pcir.	:	631,85	$P = \frac{2 \times t_1 \times S \times E}{R - (0,4 \times t_1)}$
Casquete Torisferico (ASME VIII, UG-27):			
Pcasq.	:	215,87	$P = \frac{2 \times t_2 \times S \times E}{L \times M + (0,2 \times t_2)}$
			L/r > 16 2/3 L/r < 16 2/3 M : 1,36 1,75
CONCLUSION			
Máxima presión admisible de trabajo	:	215,87	[psi]
Presión Interna de Diseño	:	200	[psi]
Presión de Operación	:	4	[psi]
Vessel continua en Servicio			



**DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTATICO
BL16**

**REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR
DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING**

Informe No.:

DME-058-15

Fecha de Elaboración:

05/03/2015

Anexo:

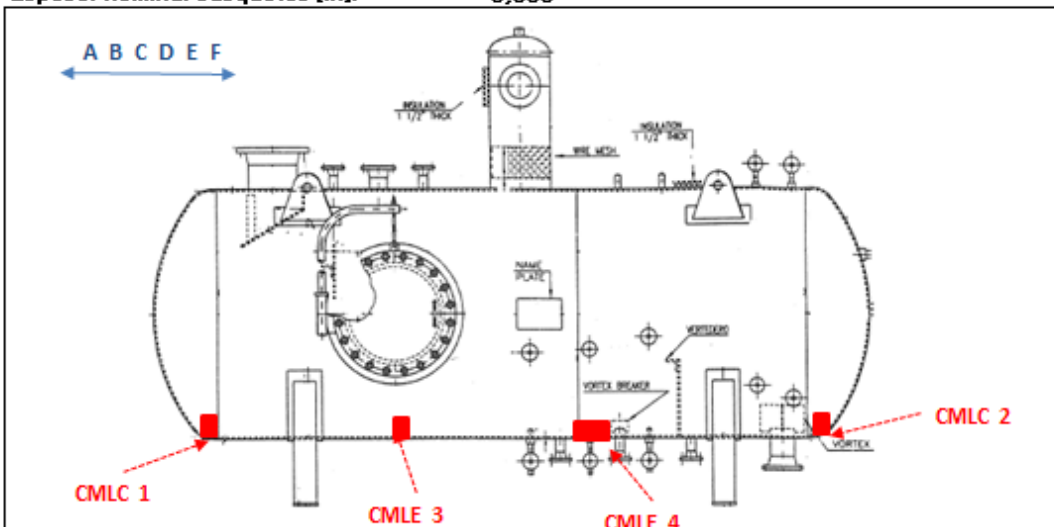
2

MEDICION DE ESPESORES DE CHAPA METALICA (PARA INGRESO AL TZOLKIN)

Se procedió a realizar un muestreo de espesores de la chapa metálica del vessel, para verificar la sanidad de la chapa. El barrido se realizó en 2 CMLs para la envolvente y 2 CML en los casquete del Vessel. Se toman las medidas en cada zona de muestreo de acuerdo como se indica en el siguiente esquema. **Los CMLs fueron tomados en zonas que no fueron reparadas.**

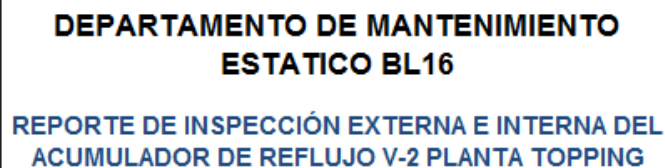
Espesor nominal envolvente [in]: 0,500

Espesor nominal casquetes [in]: 0,500



Items	Campo	CML	A	B	C	D	E	min	Perd.	% Perd.
1	Casquete	CMLC1	0,547	0,557	0,581	0,579	0,560	0,547	0	0%
2	Casquete	CMLC1	0,563	0,556	0,562	0,568	0,549	0,549	0	0%
3	Casquete	CMLC1	0,559	0,564	0,576	0,603	0,605	0,559	0	0%
4	Casquete	CMLC1	0,591	0,596	0,566	0,569	0,607	0,566	0	0%
5	Casquete	CMLC1	0,582	0,569	0,611	0,598	0,570	0,569	0	0%
6	Casquete	CMLC2	0,546	0,545	0,546	0,545	0,550	0,545	0	0%
7	Casquete	CMLC2	0,550	0,552	0,551	0,545	0,561	0,545	0	0%
8	Casquete	CMLC2	0,551	0,547	0,545	0,548	0,549	0,545	0	0%
9	Casquete	CMLC2	0,547	0,561	0,557	0,554	0,549	0,547	0	0%
10	Casquete	CMLC2	0,554	0,554	0,550	0,547	0,534	0,534	0	0%
11	Envolvente	CMLE3	0,585	0,581	0,587	0,588	0,589	0,581	0	0%
12	Envolvente	CMLE3	0,583	0,588	0,585	0,596	0,592	0,583	0	0%
13	Envolvente	CMLE3	0,591	0,584	0,590	0,587	0,594	0,584	0	0%
14	Envolvente	CMLE3	0,588	0,589	0,583	0,591	0,594	0,583	0	0%
15	Envolvente	CMLE3	0,595	0,588	0,589	0,589	0,613	0,588	0	0%
16	Envolvente	CMLE4	0,637	0,604	0,608	0,609	0,601	0,601	0	0%
17	Envolvente	CMLE4	0,601	0,597	0,636	0,612	0,603	0,597	0	0%
18	Envolvente	CMLE4	0,602	0,600	0,609	0,604	0,602	0,600	0	0%
19	Envolvente	CMLE4	0,598	0,602	0,607	0,597	0,600	0,597	0	0%
20	Envolvente	CMLE4	0,594	0,600	0,600	0,599	0,596	0,594	0	0%

Medidas en pulgadas



Informe No.:	DME-058-15
Fecha de Elaboración:	05/03/2015
Anexo:	3

MEDICIONES DE EPS SEGÚN ESPECIFICACION SSPC-PA2

TIPO DE PINTURA INTERNA: Epoxico Fenolico (Phenguard)	
AREA RECUBIERTA (ft2):	264,39
EP nominal (mils) :	14
EPI nominal (mils) :	11,2
EPS nominal (mils) :	16,8
Número de áreas de 10 m2 (SSPC-SA 2)	3

LECT	S1	S2	S3	S4	S5
1	14,5	14,8	14,8	15,9	15,0
1	12,5	15,4	13,7	14,8	16,7
3	13,5	14,7	16,6	14,6	15,6
Prom	13,5	15,0	15,0	15,1	15,8

PROM	14,9
------	------

LECT	S16	S17	S18	S19	S20
1	15,1	16,5	12,9	16,7	14,0
1	15,5	16,0	16,6	15,1	14,3
3	16,6	14,4	16,5	16,5	13,4
Prom	15,7	15,6	15,3	16,1	13,9

PROM	15,3
------	------

LECT	S6	S7	S8	S9	S10
1	13,3	16,8	13,5	13,4	13,3
1	13,8	14,8	16,1	13,2	12,5
3	14,6	14,8	13,6	12,0	13,6
Prom	13,9	15,5	14,4	12,9	13,1

PROM	14,0
------	------

Tabla. Medición de espesores de pintura interna del V-2 .De acuerdo a la especificación SSPC-PA2 (Measurements of DCT with Magnetic Gages). Los valores están en milésimas de pulgada (mils).



DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTATICO BL16

REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING

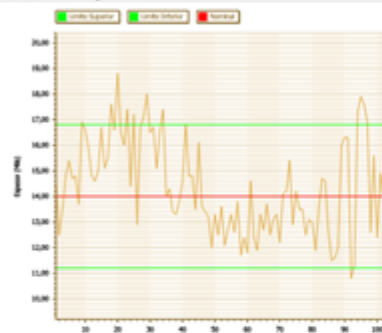
Informe No.:
DME-058-15
Fecha de Elaboración:
05/03/2015
Anexo:
3

CALCULO ESTADISTICO DE LAS MEDICIONES DE EPS (ELCOMASTER 2.0)

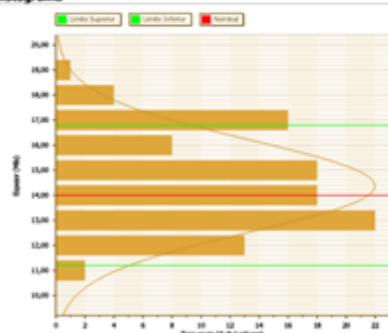
Informe de Inspección - Espesor de Película Seca

topping v2/
Carlos Ayala

Tabla Individuos / Correr



Histograma



Proyecto
Nombre topping v2

Medidor
Tipo Elcometer 456/4
PCB Serie #
Numero de Serie # LM04164
Nombre de Usuario

Sonda
Tipo F2
Numero de Serie # MA06362

Lote
Nombre en Medidor Lote
Nombre de Usuario Carlos Ayala
Fecha de Creacion 02/03/2014 15:38:23
Fecha de primera lectura 05/03/2015 17:18:23
Fecha de Ultima Lectura 05/03/2015 17:28:59






Estadísticas
Lecturas 102
Media 14,373 Mils
Minimo 10,80 Mils
Maximo 18,80 Mils
Desviación Estandar 1,847 Mils
+3σ 19,91 Mils
-3σ 8,83 Mils
Coeficiente de Variación 12,9%
Lecturas < NDFT 49 (48,0%)
Lecturas >= NDFT 53 (52,0%)



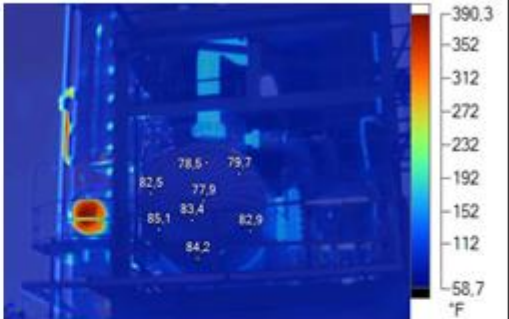

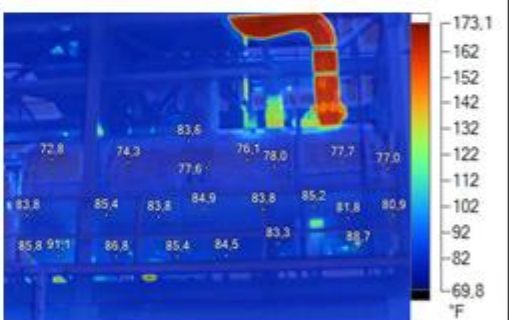

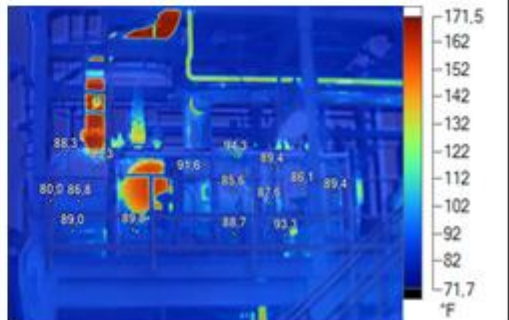
Límites
Limite Superior 16,80 Mils # Lecturas Bajo 12 (11,8%)
Limite Inferior 11,20 Mils # Lecturas Abajo 1 (1,0%)
NDFT 14,00 Mils


Espesor de Película Seca Estadísticas
80,0% de NDFT 11,20 Mils
Lecturas < 80,0% de NDFT 1 (1,0%)

Reglas Aplicadas (Definida por Usuario)
(1) No hay lecturas bajo 80,0% del NDFT Falla
(2) No mas de 20,0% de las mediciones estab bajo el NDFT Falla
(3) Valor Maximo no es superior a 5,0 veces el NDFT Pase
(4) Media no esta bajo NDFT Pase

Figura . Análisis estadístico de datos obtenidos de la medición de los espesores de pintura interna del V-2(cuerpo, piso y accesorios internos).

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTÁTICO BL16	Informe No.: DME-058-15
	REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING	Fecha de Elaboración: 05/03/2015
		Anexo: 4
ANÁLISIS DE SÓLIDOS		
NTIDAD DE SÓLIDOS EVACUADOS (ir : 0 m3 densidad 1.2575 [g/mL]		
Características de la muestra		
Apariencia	:	Pastosa
Coloración	:	Negra
Reactivo Ferro Ver	:	Positivo
Carácter Magnético	:	Positivo
Reacción Phos Ver	:	Positivo
Presencia de HCl	:	No existe presencia de HCl
Características de la muestra		
Hidrocarburos	:	20%
Arena	:	0%
Impurezas	:	20%
Compuestos metálicos y óxidos	:	60%
Conclusiones		
<p>La muestra sólida contiene aproximadamente 20% de hidrocarburos, 60% de óxido de hierro, 20% de impurezas..</p> <p>Al acercar un imán a la muestra antes y después de calcinarla, se comprobó fuerte carácter magnético, lo cual indica presencia de óxidos de hierro.</p> <p>Al adicionar el reactivo Ferrover en la muestra, la reacción nos revela la presencia de hierro.</p> <p>Se realizó la prueba de determinación de fosfonatos con Phos Ver y el resultado fue positivo, lo que indica que existe presencia de residuo de químico anti escala.</p>		
		 <p>Figura 1. Muestra de sólidos</p>
		 <p>Figura 2. Muestra lavada en presencia de HCl</p>
		 <p>Figura 3. Muestra calcinada</p>
		 <p>Figura 3. Reacción positiva a Ferrover y positiva a Phosver</p>

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTÁTICO BL16	Informe No.: DME-058-15
	REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING	Fecha de Elaboración: 05/03/2015
		Anexo: 5
ANÁLISIS TERMOGRÁFICO		
		Fotografía 1. Vista frontal del casquete del rec Termografía 1. Se aprecia temperaturas uniformes a lo largo de la superficie, sin variaciones
		Fotografía 2. Vista lateral del recipiente Termografía 2. Se aprecia temperaturas uniformes a lo largo de la superficie, sin variaciones
		Fotografía 3. Vista lateral de recipiente Termografía 3. Se aprecia temperaturas uniformes a lo largo de la superficie, sin variaciones

	DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO ESTATICO BL16	Informe No.: DME-058-15
	REPORTE DE INSPECCIÓN EXTERNA E INTERNA DEL ACUMULADOR DE REFLUJO V-2 PLANTA TOPPING	Fecha de Elaboración: 05/03/2015
		Página: 7

8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1.- CONCLUSIONES

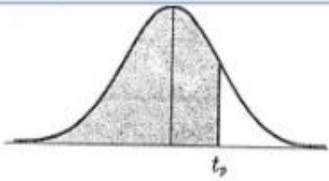
- Internamente el recipiente no presenta desgaste mecánico que pueda poner en riesgo la integridad del equipo.
- De los datos de espesores de chapa metálica medidos con UT, se determinó que no existen disminución de espesor de pared en el recipiente.
- La pintura interna se encuentra en buen estado. No existen zonas con metal expuesto.
- La malla del demister se encontró en buen estado, sin embargo se aprecia que la recámara superior del mismo se encontraba con corrosión generalizada.
- No se evidencian discontinuidades en los cordones de soldadura.
- Externamente el aislamiento térmico no presenta indicios de corrosión bajo aislamiento (CUI); sin embargo requiere reparación en ciertas zonas en las cuales se ha encontrado golpes y desprendimientos de la lámina de aluminio.
- Las termografías realizadas previo a la liberación de la planta no mostraron zonas calientes lo cual es indicativo de que no existen daños en el aislamiento térmico
- Las escaleras de acceso se encuentran en buenas condiciones.

8.2.- RECOMENDACIONES Y ACCIONES CORRECTIVAS

- Continuar con los cronogramas de mantenimiento para los equipos de la Planta Topping.
- Para la siguiente apertura del recipiente, tomar en consideración los CML's de monitoreo que se marcaron tanto en las cabezas como en el cuerpo.
- Se debe monitorear el estado de la recámara interna del demister para la próxima inspección.
- Se debe planificar la reparación en zonas puntuales del aislamiento térmico externo del vessel.

ANEXO G. Tabla “t-Students”

Valores percentiles (t_p) para la distribución t de Student con v grados de libertad (área en sombra = p)



v	$t_{.995}$	$t_{.99}$	$t_{.975}$	$t_{.95}$	$t_{.90}$	$t_{.80}$	$t_{.75}$	$t_{.70}$	$t_{.60}$	$t_{.55}$
1	63.66	31.82	12.71	6.31	3.08	1.376	1.000	.727	.325	.158
2	9.92	6.96	4.30	2.92	1.89	1.061	.816	.617	.289	.142
3	5.84	4.54	3.18	2.35	1.64	.978	.765	.584	.277	.137
4	4.60	3.75	2.78	2.13	1.53	.941	.741	.569	.271	.134
5	4.03	3.36	2.57	2.02	1.48	.920	.727	.559	.267	.132
6	3.71	3.14	2.45	1.94	1.44	.906	.718	.553	.265	.131
7	3.50	3.00	2.36	1.90	1.42	.896	.711	.549	.263	.130
8	3.36	2.90	2.31	1.86	1.40	.889	.706	.546	.262	.130
9	3.25	2.82	2.26	1.83	1.38	.883	.703	.543	.261	.129
10	3.17	2.76	2.23	1.81	1.37	.879	.700	.542	.260	.129
11	3.11	2.72	2.20	1.80	1.36	.876	.697	.540	.260	.129
12	3.06	2.68	2.18	1.78	1.36	.873	.695	.539	.259	.128
13	3.01	2.65	2.16	1.77	1.35	.870	.694	.538	.259	.128
14	2.98	2.62	2.14	1.76	1.34	.868	.692	.537	.258	.128
15	2.95	2.60	2.13	1.75	1.34	.866	.691	.536	.258	.128
16	2.92	2.58	2.12	1.75	1.34	.865	.690	.535	.258	.128
17	2.90	2.57	2.11	1.74	1.33	.863	.689	.534	.257	.128
18	2.88	2.55	2.10	1.73	1.33	.862	.688	.534	.257	.127
19	2.86	2.54	2.09	1.73	1.33	.861	.688	.533	.257	.127
20	2.84	2.53	2.09	1.72	1.32	.860	.687	.533	.257	.127
21	2.83	2.52	2.08	1.72	1.32	.859	.686	.532	.257	.127
22	2.82	2.51	2.07	1.72	1.32	.858	.686	.532	.256	.127
23	2.81	2.50	2.07	1.71	1.32	.858	.685	.532	.256	.127
24	2.80	2.49	2.06	1.71	1.32	.857	.685	.531	.256	.127
25	2.79	2.48	2.06	1.71	1.32	.856	.684	.531	.256	.127
26	2.78	2.48	2.06	1.71	1.32	.856	.684	.531	.256	.127
27	2.77	2.47	2.05	1.70	1.31	.855	.684	.531	.256	.127
28	2.76	2.47	2.05	1.70	1.31	.855	.683	.530	.256	.127
29	2.76	2.46	2.04	1.70	1.31	.854	.683	.530	.256	.127
30	2.75	2.46	2.04	1.70	1.31	.854	.683	.530	.256	.127
40	2.70	2.42	2.02	1.68	1.30	.851	.681	.529	.255	.126
60	2.66	2.39	2.00	1.67	1.30	.848	.679	.527	.254	.126
120	2.62	2.36	1.98	1.66	1.29	.845	.677	.526	.254	.126
∞	2.58	2.33	1.96	1.645	1.28	.842	.674	.524	.253	.126

Fuente: R. A. Fisher y F. Yates, *Statistical Tables for Biological, Agricultural and Medical Research* (5.ª edición), Tabla III, Oliver y Boyd Ltd., Edinburgh, con autorización de los autores y editores.